

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
Université Mohammed Seddik Ben Yahia Jijel



Faculté des Sciences et de Technologie  
Département d'Electrotechnique

*Mémoire de fin d'études*

En vue de l'obtention du diplôme de Master

Option : Réseaux électriques

Thème

**Etude Comparative de quelques Méthodes de  
L'identifications des sources harmoniques dans  
un réseau de distribution**

Présenté par :

**Houche Brahim**

proposé et dirigé par:

**M.B.khelifi**

Promotion 2020-2021

## ***Remerciements***

Je remercie Allah le tout puissant, le miséricordieux, de m'avoir appris ce que j'ignorais

j'adresse mes remerciements les plus sincères , à mon encadreur de Madame **B.khelifi** qui a très volontairement accepté d'être l'encadreur de ce projet , sa grande connaissance dans le domaine , ainsi que son expérience ,ont joué un rôle important dans la conception de ce mémoire

Je remercie aussi, tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à ma formation du primaire au poste graduation.

Enfin, je ne peux oublier de remercier tous mes amis et collègues.

## ***Dédicace***

*Je dédie ce travail*

*A mes parents, qu'ALLAH les protège, merci beaucoup*

*A mes frères et sœur, merci pour vous encouragements*

*A tous ceux qui m'ont enseigné*

*Dédie ce modeste travail à ma famille qui m'a soutenu moralement et  
financièrement tout au long de cette période.*

***Houche Brahim***

---

# ***SOMMAIRE***

---

## Sommaire

<b>Introduction Générale</b> .....	1
------------------------------------	---

### Chapitre I

#### Etat de l'art sur les perturbations harmoniques

<b>I.1. Introduction</b> .....	4
<b>I.2. Perturbations harmoniques</b> .....	5
I.2.1. Définition des perturbations harmoniques .....	5
I.2.2. Classification des harmoniques.....	6
<b>I.3. Origine des harmoniques</b> .....	7
<b>I.4. Déformation de la tension du réseau</b> .....	8
<b>I.5. Les indicateurs essentiels de la distorsion harmonique</b> .....	10
<b>I.6. Circulation des harmoniques dans les réseaux</b> .....	13
<b>I.7. Effets des perturbations harmoniques</b> .....	15
I.7.1. Effets instantanés.....	16
I.7.2. Effets à long terme.....	17
<b>I.8. Les normes de référence sur les harmoniques</b> .....	18
<b>I.9. Stratégies de préventions des perturbations harmoniques</b> .....	20
<b>I.10. Actions en cas de dépassement des valeurs limites</b> .....	22
<b>I.11. Conclusion</b> .....	24
Références Bibliographiques.....	25

### Chapitre II

#### Méthode D'identification Des Sources Harmoniques

<b>II.1. Introduction</b> .....	26
<b>II.2. Les méthodes basées sur les puissances harmoniques</b> .....	26
II.2.1. La méthode basée sur la direction des puissances harmoniques actives.....	26
II.2.2. La méthode basée sur les puissances de Czarnecki.....	27
II.2.2.1. Concept de base de la méthode .....	28
II.2.3. La méthode basée sur les puissances du groupe IEEE.....	32
II.2.4. La méthode de séparation des courants harmoniques perturbateur et non- Perturbateur.....	34
II.2.4.1. Définition des charges perturbatrices et des charges non-perturbatrices .....	34
II.2.4.2. La séparation de la partie perturbatrice.....	35
<b>II.3. Méthodes basées sur la représentation de l'installation et du réseau par un schéma équivalent de Norton</b> .....	37
II.3.1. La méthode basée sur le principe de superposition.....	38
II.3.2. Modélisation de l'impédance de l'installation par une charge RLC parallèle.....	40
<b>II.4. Méthode stochastique</b> .....	41
<b>II.5. Modélisation de l'installation par un réseau de neurones</b> .....	42

<b>II.6. Conclusion.....</b>	43
Références Bibliographiques.....	44

## **Chapitre III : Applications**

<b>III.1.Introduction.....</b>	45
<b>III.2. Application des méthodes d'identification des sources harmoniques et résultats de simulations .....</b>	45
III.2.1. Source d'harmoniques côté réseau.....	49
III.2.1.1. La méthode basée sur la direction des puissances harmoniques actives.....	50
III.2.1.2. La méthode basée sur les puissances de Czarnecki .....	50
III.2.1.3. La méthode basée sur puissances du groupe IEEE.....	51
III.2.1.4. La méthode de séparation des courants harmoniques perturbateur et non-perturbateur.....	51
III.2.1.5. La méthode RLC .....	52
III.2.2. Source d'harmoniques côté client .....	53
III.2.2.1. La méthode basée sur la direction des puissances harmoniques actives.....	54
III.2.2.2. La méthode basée sur les puissances de Czarnecki .....	55
III.2.2.3. La méthode basée sur puissances du groupe IEEE.....	56
III.2.2.4. La méthode de séparation des courants harmoniques perturbateur et non-perturbateur.....	56
III.2.2.5. La méthode RLC .....	57
III.2.3. Sources d'harmoniques côté réseaux et côté client .....	57
III.2.3.1. La méthode basée sur la direction des puissances harmoniques actives.....	58
III.2.3.2. La méthode basée sur les puissances de Czarnecki .....	59
III.2.3.3. La méthode basée sur puissances du groupe IEEE.....	59
III.2.3.4. La méthode de séparation des courants harmoniques perturbateur et non-Perturbateur.....	60
III.2.3.5. La méthode RLC .....	60
<b>III.3. Conclusion.....</b>	61
Références Bibliographiques .....	62
<b>Conclusion Générale .....</b>	63

---

# ***INTRODUCTION GENERALE***

---

# Introduction générale

L'énergie électrique que nous utilisons, est produite sous forme de tension alternative sinusoïdale dont la fréquence est de 50 Hz. Une bonne qualité de l'onde sera donc caractérisée par : une onde parfaitement sinusoïdale avec une amplitude constante et une fréquence constante.

Durant la transmission et l'utilisation de l'énergie électrique, il y a des variations de tension. Le terme « Qualité de l'onde » est associé avec le niveau de variation de l'énergie électrique. S'il y a variation de tension, cela entraîne immédiatement, une tension déformée. La déformation de la tension résulte pas toujours, mais en grande partie, de la circulation sur le réseau, des courants non sinusoïdaux qui sont dus à l'utilisation des charges non linéaires. Ces charges se comportent approximativement comme des sources de courants harmoniques qui circulent de la charge vers la source de tension et qu'on peut mathématiquement décomposer en harmoniques.

Concernant leurs effets, les courants et tensions harmoniques peuvent avoir, à long terme comme à court terme, des conséquences néfastes sur les équipements et sur les éléments du réseau. Par exemple, nous pouvons citer :

- ✓ Des échauffements supplémentaires dans les conducteurs, via une augmentation des courants efficaces, qui peuvent conduire à un vieillissement accéléré des équipements.
- ✓ Des dysfonctionnements temporaires, voire permanents, d'équipements sensibles.
- ✓ Des détériorations de matériels, si les niveaux harmoniques deviennent trop importants.

Pour maintenir les niveaux harmoniques en deçà de seuils acceptables afin de limiter leur impact, les gestionnaires de réseaux peuvent avoir recours à plusieurs leviers :

- ✓ Un surdimensionnement du réseau (puissance de court-circuit plus élevée, sections des conducteurs plus importantes, matériels plus robustes).

- ✓ L'installation de filtres qui peuvent absorber une partie des courants harmoniques émis par les installations.
- ✓ La limitation des perturbations à la source, en fixant des limites d'émission pour les appareils et pour les installations.

Les deux premières solutions paraissent simples, mais présentent un coût de mise en œuvre qui peut être très important. De plus, au vu de l'augmentation des niveaux harmoniques chaque année, elles n'offrent pas une solution viable sur le long terme. En revanche, la troisième solution, qui cherche à limiter les perturbations à la source, paraît plus intéressante. Aujourd'hui, il existe des normes qui donnent des limites d'émission à respecter par équipement. Concernant les grosses installations (sites industriels, tertiaires), c'est plus compliqué. Bien que les contrats de raccordement donnent des limites d'émission de courant harmonique à respecter pour chaque rang, ces limites sont très difficiles à appliquer car il n'existe pas aujourd'hui de méthode reconnue pour mesurer le niveau d'émission harmonique d'une installation.

En effet, ce niveau d'émission est difficile à estimer, étant donné que le courant harmonique qui y circule est la somme de deux composantes:

- ✓ Une qui est effectivement émise par les équipements non-linéaires situés dans l'installation.
- ✓ Une qui est due à la présence de tensions harmoniques sur le réseau, et qui induit la circulation de courants harmoniques dans les charges de l'installation.

Plusieurs méthodes de distinction entre ces deux composantes, ont été proposées et testées par des scientifiques et chercheurs en se basant uniquement sur les mesures au PCC de l'installation.

Notre travail consiste à étudier les méthodes permettant de partager les responsabilités de la distorsion harmonique entre le fournisseur et le consommateur d'énergie, quand les deux sont impliqués dans la distorsion harmonique.

Ce travail de mémoire est organisé en trois chapitres :

Le chapitre 1 présente d'une manière générale, les problèmes liés aux harmoniques, notamment l'impact de la propagation des harmoniques dans les réseaux

de distribution ainsi que les principales solutions de dépollutions harmoniques existantes.

Le chapitre 2 présente les différentes méthodes qui permettent de séparer la contribution harmonique du fournisseur et celle du client.

Le chapitre 3 présente les simulations réalisées, l'interprétation des résultats puis de la conclusion.

Nous terminons ce mémoire avec une conclusion générale et des perspectives.

# **Chapitre I :**

---

## **Etat de l'art sur les perturbations harmoniques**

---

## I.1. Introduction

L'énergie électrique est produite sous forme de système de tensions triphasées, sinusoïdales et équilibrées, et dont la fréquence est de 50 Hz. Cependant, la qualité de l'onde de ces tensions se retrouve dégradée dans les réseaux électriques à cause de différentes perturbations. La source des perturbations est, soit une anomalie du côté du réseau électrique, soit la nature de fonctionnement des charges non-linéaires. Ces perturbations ont des effets néfastes sur le fonctionnement et la durée de vie des équipements électriques. D'ailleurs, le développement dans les applications en électronique a mené à la prolifération d'équipements modernes plus sensibles aux perturbations de la tension. Par conséquent, afin d'éviter le dysfonctionnement des équipements, des moyens de compensation sont appliqués tels que les compensateurs passifs, actifs ou hybrides.

D'une part, il est vrai que la qualité de l'onde a un impact économique direct sur les usagers de l'énergie électrique. Par exemple, une perturbation advenant dans une usine automatisée forçant ainsi l'arrêt de la chaîne de production, nécessite des heures pour la remise en marche et cause des pertes financières considérables. D'autre part, le fournisseur d'électricité est également soucieux de la qualité de l'onde autant pour des raisons commerciales que pour maintenir la confiance et éviter ainsi les plaintes parfois coûteuses de la clientèle. D'ailleurs, l'origine d'un nombre de perturbations est attribuée à la nature de fonctionnement des charges non-linéaires, et d'autres perturbations sont dues à des accidents et des pannes survenant sur le réseau électrique.

Toute perturbation électrique se manifestant dans les tensions, les courants ou la fréquence et est susceptible de causer une défaillance ou du dysfonctionnement des équipements électriques, est classifiée comme un problème de la qualité de l'onde. Les perturbations peuvent être transitoires, de courte durée, de longue durée ou périodiques. Toutefois, les problèmes les plus souvent rencontrés sont [I.1] :

- Déséquilibre du système triphasé ;
- Creux de tension de courte durée ;
- Coupures de courte durée ;
- Surtensions de courte durée ;

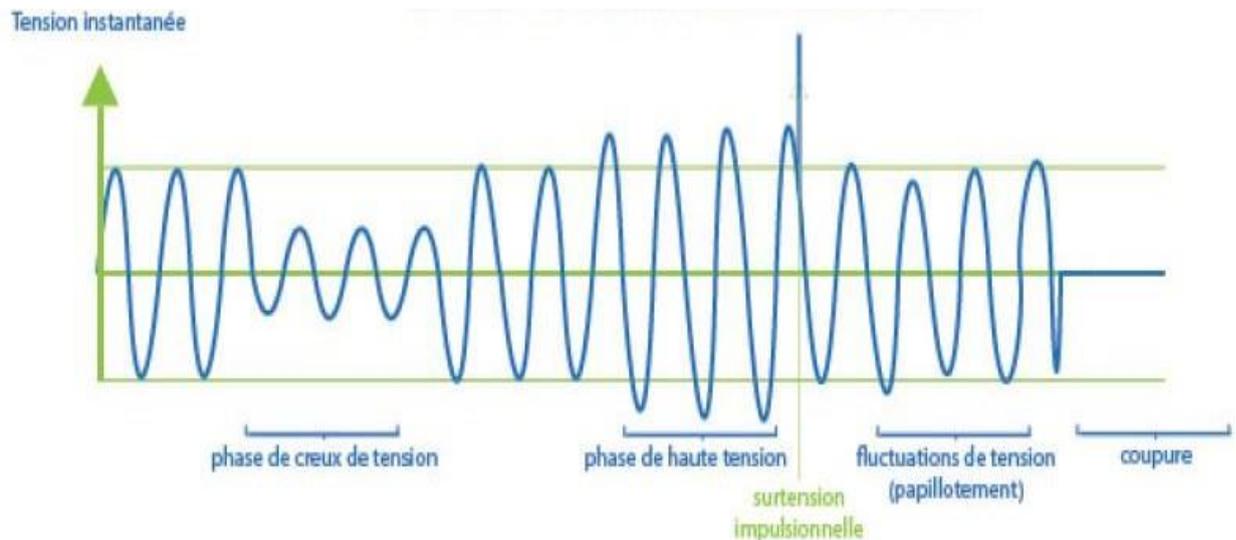
- Fluctuations de tension (ou flicker) ;
- Perturbations transitoires ;
- Distorsion harmonique.

N'importe quelle perturbation affecte un ou plusieurs des paramètres suivants du système:

- Amplitude de tension ou de courant ;
- Fréquence ;
- Contenu spectral ;

Deux facteurs ont une influence directe sur l'effet de la perturbation:

- Durée de la perturbation ;
- Impédance de la source ;



**Figure I.1:** Les différents types des perturbations dans un réseau électrique

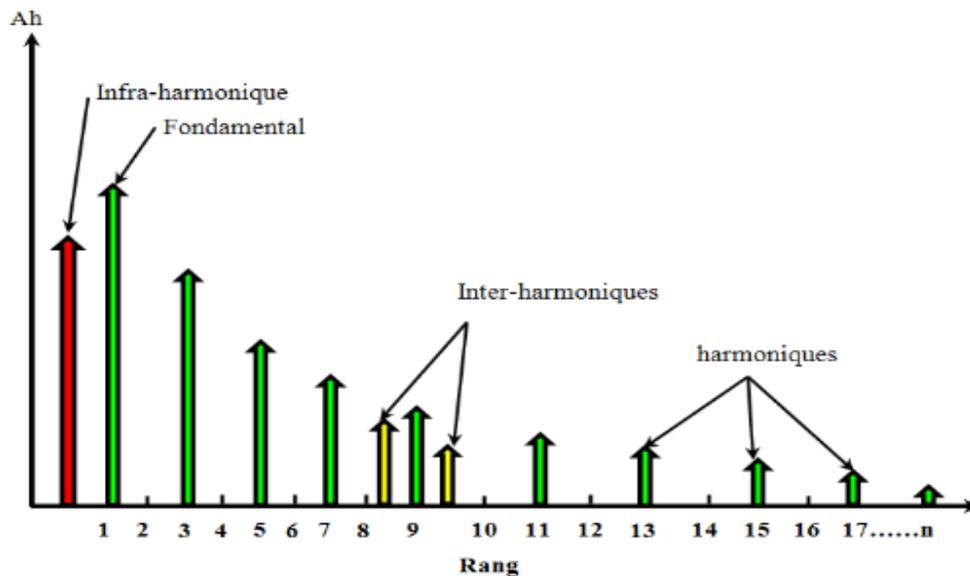
## I.2. Perturbations harmoniques

### I.2.1. Définition des perturbations harmoniques

Les harmoniques sont des tensions ou courants sinusoïdaux dont la fréquence est un multiple entier de la fréquence du réseau. La distorsion harmonique est une forme de pollution du réseau électrique, susceptible de poser des problèmes si la somme des courants harmoniques est supérieure à certaines valeurs limites. En général, les harmoniques pris en compte dans un réseau électrique sont supérieurs à 100Hz et inférieur à 2500Hz, c'est-à-dire des rangs 2 à 50 [I.2].

- **Inter-harmoniques** : Ce sont des composantes sinusoïdales d'une grandeur qui ne sont pas à des fréquences multiples entières de celle du fondamental : 130 Hz, 170 Hz, 220 Hz.
- **Infra-harmoniques** : Ce sont des composantes sinusoïdales qui sont à des fréquences inférieures à celle du fondamental(10Hz, 20Hz).

La répartition des harmoniques, inter-harmoniques et infra-harmoniques est illustrée sur la figure I.2. La présence de ce genre d'harmoniques est due à des variations périodiques ou aléatoires de la puissance absorbée par certains récepteurs [I.2]. Ces variations sont provoquées par des machines telles que les fours à arc, les cyclo-convertisseurs et les variateurs de vitesse...etc.



**Figure I.2** : Représentation spectrale d'un signal polluée

### I.2.2. Classification des harmoniques

Les harmoniques sont généralement classées par leurs noms, leurs fréquences et leurs séquences de propagations, le système triphasé équilibré non sinusoïdal est la superposition de trois systèmes triphasés équilibrés sinusoïdaux, direct, inverse et homopolaire

- **Les harmoniques du système direct**

Le système direct comporte le fondamental (50Hz) et les harmoniques de rang impair égal à  $(6k+1)$  ( $k=0,1,2,3\dots$ ), soit 7, 13, 19,...etc. Ces harmoniques se propagent

dans la même direction du fondamental. Généralement, ces harmoniques de séquences positives ne sont pas souhaitables, car elles sont responsables de la surchauffe des conducteurs, des lignes de puissance et des transformateurs en raison de l'addition des formes d'ondes.

➤ **Les harmoniques du système inverse**

Le système inverse dus aux harmoniques de rang impair égal à  $(6k+5)$  ( $k=0,1,2,3\dots$ ), soit 5, 11,17,23,...etc. Ces harmoniques se propagent dans le sens opposé de la direction de rotation du fondamentale, tendent { diminuer l'amplitude de la tension et du courant. Ils circulent entre les phases, créant des problèmes supplémentaires avec les moteurs électriques.

➤ **Les harmoniques du système homopolaire**

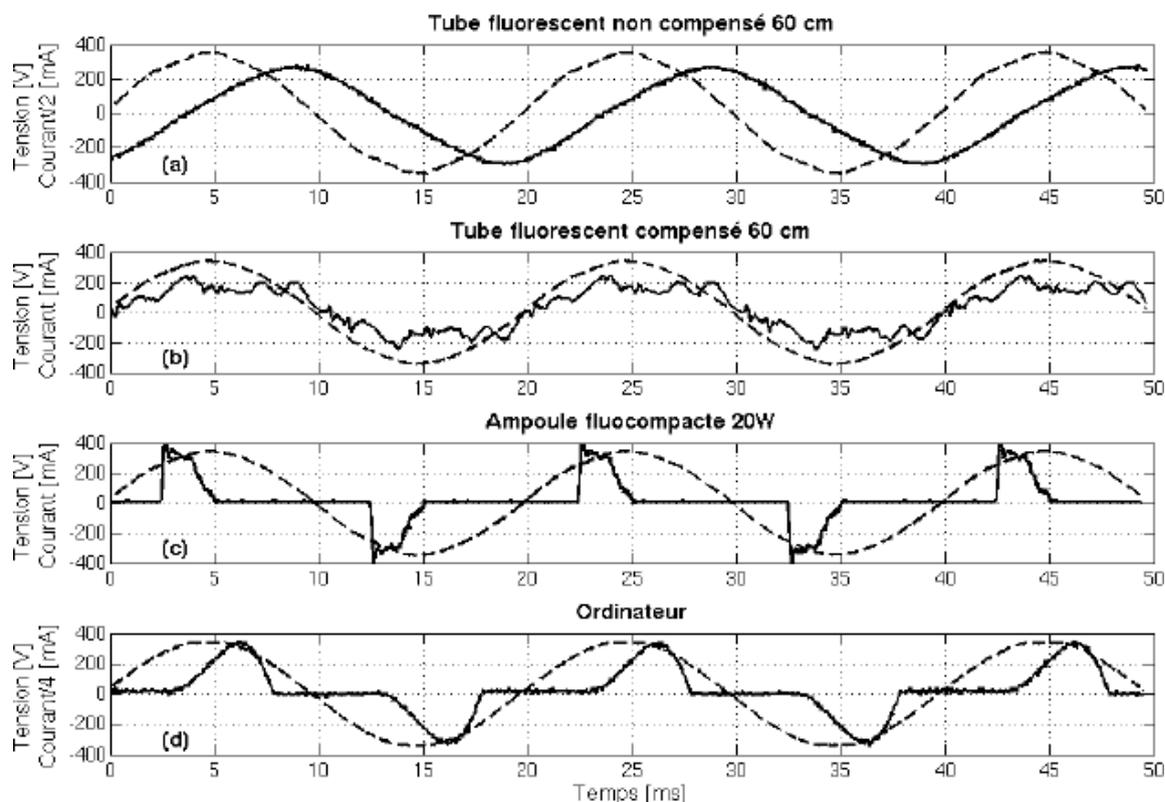
Ce système contient autre ensemble d'harmoniques spéciales appelées "Triplens" (multiple de trois) d'ordre impair égal à  $3k$  (3, 9, 15, 21,...etc.). Ils ont des séquences de rotation nulle. D'où leur nom, et sont donc déplacés de zéro degré. Ces harmoniques circulent entre la phase et le neutre ou la masse et ne s'annulent pas.

### **I.3. Origine des harmoniques**

Lorsque l'installation est raccordée au réseau de distribution électrique, on fait généralement l'hypothèse d'une tension d'alimentation sinusoïdale. La pollution harmonique est générée par des charges absorbant un courant d'intensité non-sinusoïdal. Elles peuvent être de deux natures: soit des charges nonlinéaires intrinsèques (e.g., tube fluorescent compensé sur la figure. I.3(b), ampoule fluocompacte sur la figure I.3(c), ordinateur sur la figure I.3(d)), soit linaires mais couplées à un variateur ce qui les rend non-linéaires (e.g., ampoule à filament + gradateur, moteur triphasé + variateur).

Lorsque l'installation est raccordée à une source d'énergie autonome (e.g., un groupe électrogène), on ne peut plus faire l'hypothèse d'une tension purement sinusoïdale. La pollution harmonique est alors aussi bien générée par la source que par les charges nonlinéaires. Dans un tel cas, il faut mettre en œuvre une technique de dépollution pour restaurer la qualité du réseau (e.g., un compensateur actif), notamment

pour éviter des dysfonctionnements au niveau des équipements sensibles (papillotement des luminaires, ordinateurs, serveurs...) [I.3].



**Figure I.3** : Types de charges (tension en pointillés, intensité en trait continu). (a) Tube fluorescent non compensé 60 cm. (b) Tube fluorescent compensé 60 cm. (c) Ampoule fluocompacte 20 W. (d) Ordinateur de bureau [I.3].

#### I.4. Déformation de la tension du réseau

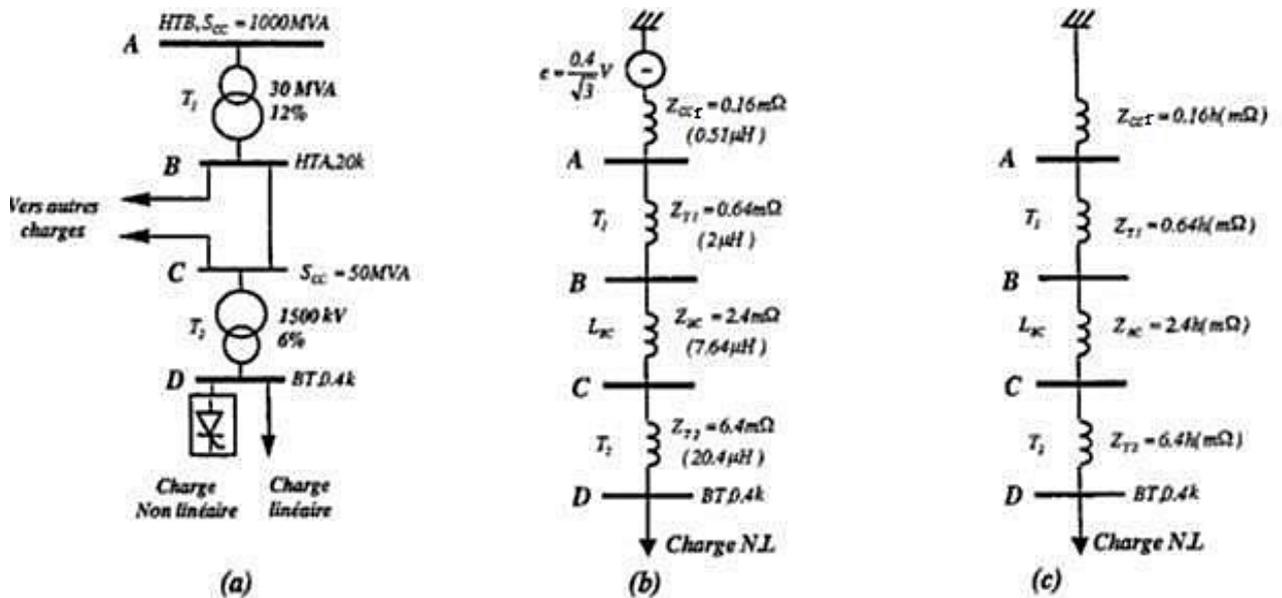
Le réseau de distribution est un générateur de tension sinusoïdale. Dans le cas d'une alimentation de charges non linéaires, les courants alternatifs absorbés ne sont pas sinusoïdaux. On dit dans ce cas que les charges non linéaires injectent des courants harmoniques dans le réseau. La décomposition de ces courants en série de Fourier peut s'écrire sous la forme:

$$I = I_1 \sin(\omega t + \varphi_1) + \sum_{h=2}^n I_h \sin(h\omega t + \varphi_h) \quad (I.1)$$

Le réseau électrique, dans chaque nœud, peut être modélisé par une source de tension fondamentale en série avec une impédance variable avec la fréquence [I.4]. Cette impédance représente la mise en parallèle de toutes les lignes qui convergent vers le

Nœud envisagé présenter à la figure I.4. Les courants harmoniques injectés par une charge perturbatrice, raccordée {ce nœud, se partagent entre les différentes lignes.

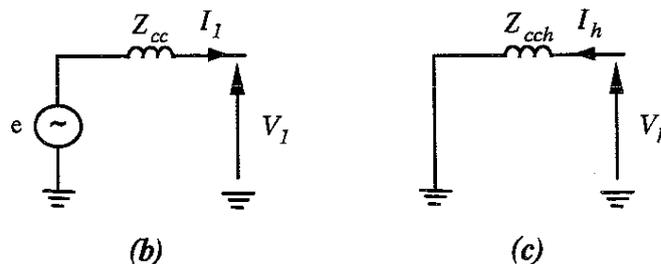
Le produit des courants harmoniques provenant des charges non linéaires par l'impédance harmonique du réseau, vue par chaque nœud du réseau, crée des tensions harmoniques en ce nœud. Donc {titre d'exemple, la tension au nœud "D" du réseau de la figure I.4 est la superposition des tensions harmoniques créées par les courants harmoniques injectés au point "D". La figure.I.4 montre la modélisation du réseau pour la fréquence fondamentale et les fréquences harmoniques.



**Figure I.4 :** Modélisation du réseau pour l'étude harmonique;

- a) modèle du réseau électrique, b) modèle monophasé du réseau pour la fréquence fondamentale, c) modèle monophasé du réseau pour des harmoniques.

Afin de simplifier, on peut utiliser le modèle du Thévenin vu par le nœud D de la figure I.5 :



**Figure I.5:** Modèle simplifié équivalent du réseau vu par le nœud D.

Où:

$$Z_{cc} = Z_{ccr} + Z_{T1} + Z_{BC} + Z_{T2} \quad (1.2)$$

$$Z_{cch} = hZ_{cc} \quad (1.3)$$

$Z_{cc}$  et  $Z_{cch}$  sont les impédances de court-circuit du réseau à la fréquence fondamentale et harmonique respectivement. La tension au point de raccordement D de la charge polluante est la superposition de la tension fondamentale et les harmoniques:

$$V_D = V_1 + \sum_{h=2}^n V_h \quad (1.4)$$

où les tensions  $V_1$ , et  $V_h$  sont définies par:

$$V_1 = e_1(t) - Z_{cc} I_1 \sin(\omega t + \varphi_1) \quad (1.5)$$

$$V_h = Z_{cch} I_h \sin(h\omega t + \varphi_h) \quad (1.6)$$

De l'équation (1.4), on constate que la tension du réseau n'est plus sinusoïdale et déformée par la circulation des courants harmoniques à travers l'impédance de court-circuit du réseau. Afin de la rendre sinusoïdale, il y a deux solutions possibles: modifier l'impédance du réseau ou annuler les courants ou les tensions harmoniques.

## 1.5. Les indicateurs essentiels de la distorsion harmonique

### ➤ Facteur de puissance

Le facteur de puissance est égal au rapport entre la puissance active P et la puissance apparente S.

$$FP = \frac{P}{S} \quad (1.7)$$

Dans le langage des électriciens, il est très souvent confondu avec le cosinus phi ( $\cos\varphi$ ), dont la définition est :

$$\cos\varphi = \frac{P_1}{S_1} \quad (1.8)$$

$P_1$  = Puissance active du fondamental.

$S_1$  = Puissance réactive du fondamental.

Une première indication de présence significative d'harmoniques peut être un facteur de puissance "FP" mesuré différent du "cos  $\varphi$ " (le facteur de puissance sera inférieur au "cos  $\varphi$ ").

➤ **Facteur de crête**

C'est le rapport entre la valeur de crête du courant ou de la tension ( $I_{\max}$  ou  $V_{\max}$ ) et la valeur efficace.

$$k = \frac{I_{\max}}{I_{\text{eff}}} \text{ ou } k = \frac{V_{\max}}{V_{\text{eff}}} \quad (1.9)$$

Le facteur de crête typique des courants absorbés par les charges non linéaires est très supérieur { 2 : il peut prendre des valeurs égales { 1,5 ou 2, allant jusqu'à 5 dans les cas critiques.

Un facteur de crête très élevé signifie des surintensités ponctuelles importantes. Ces surintensités, détectées par les dispositifs de protections, peuvent être { l'origine de déclenchements intempestifs.

➤ **Puissance et harmoniques**

-Puissance active (W) :  $P = \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt = \sum_{h=1}^N V_h I_h \cos(\varphi_h)$

-Puissance réactive (VAr) :  $Q = \sum_{h=1}^h V_h I_h \sin(\varphi_h)$

-Puissance apparente (VA) :  $S = VI$

-Puissance déformante (VA) :  $D = \sqrt{S^2 - P^2 - Q^2}$

Notons dès à présent que la puissance apparente (S) est la puissance effective qui transite sur le réseau. La présence de courants harmoniques tend donc à augmenter la valeur de cette puissance et cela aura *un impact sur le dimensionnement de certains éléments du réseau.*

➤ **Taux de distorsion harmonique (THD)**

Le taux de distorsion harmonique est une notion très utilisée pour définir l'importance du contenu harmonique d'un signal alternatif.

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_h (I_h)^2}}{I_1} \text{ Le THD en courant} \quad (I.10)$$

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_h (V_h)^2}}{V_1} \text{ Le THD en tension} \quad (I.11)$$

- ✓ Le THD en tension caractérise la déformation de l'onde de tension. [I.5]

Une valeur de  $THD_V$  inférieure à 5 % est considérée comme normale. Aucun dysfonctionnement n'est { craindre.

Une valeur de  $THD_V$  comprise entre 5 et 8 % révèle une pollution harmonique significative. Quelques dysfonctionnements sont possibles.

Une valeur de  $THD_V$  supérieure à 8 % révèle une pollution harmonique importante. Des dysfonctionnements sont probables. Une analyse approfondie et la mise en place de dispositifs d'atténuation sont nécessaires.

- ✓ Le THD en courant caractérise la déformation de l'onde de courant. [I.5]

La recherche du pollueur s'effectue en mesurant le THD en courant sur l'arrivée et sur chacun des départs des différents circuits, afin de s'orienter vers le perturbateur.

Une valeur de  $THD_I$  inférieure à 10 % est considérée comme normale. Aucun dysfonctionnement n'est { craindre.

Une valeur de  $THD_I$  comprise entre 10 et 50 % révèle une pollution harmonique significative. Il y a risque d'échauffements, ce qui implique le surdimensionnement des câbles et des sources.

Une valeur de  $THD_I$  supérieure à 50 % révèle une pollution harmonique importante. Des dysfonctionnements sont probables. Une analyse approfondie et la mise en place de dispositifs d'atténuation sont nécessaires.

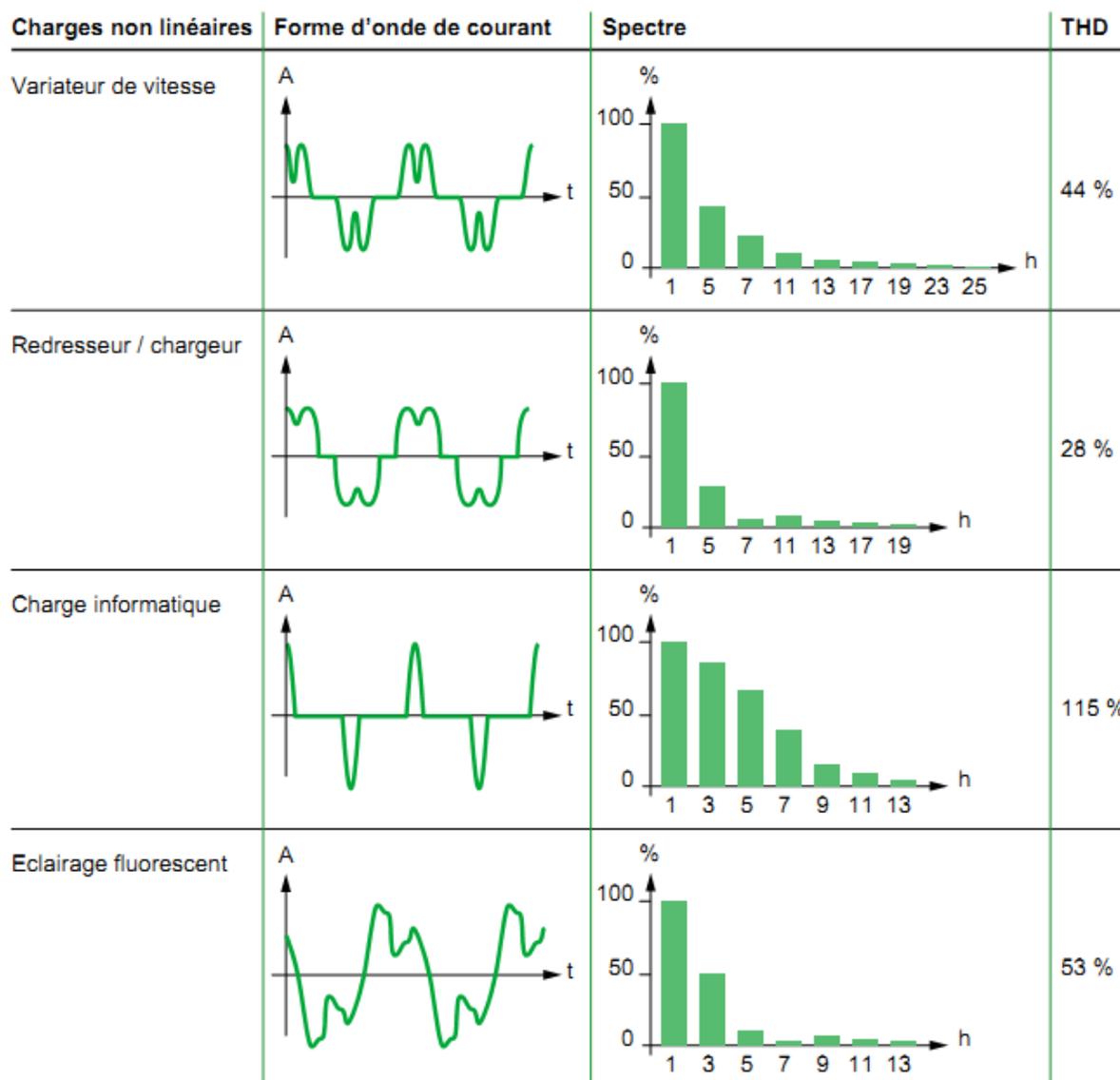


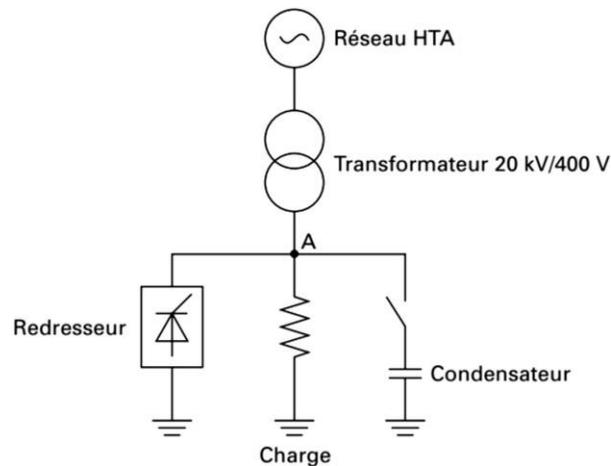
Figure I.6 : Le taux de distorsion de quelques générateurs d'harmoniques.

## I.6. Circulation des harmoniques dans les réseaux

La propagation de la pollution harmonique sur un réseau électrique de distribution comme les creux, les fluctuations de tension, les harmoniques, la puissance réactive et les déséquilibres de courant et de tension, émanant des charges non-linéaires, conduisent à un défaut sérieux qui dégrade la qualité de l'énergie électrique et qui ont des conséquences catastrophiques sur les performances de tous les récepteurs connectés aux réseaux électriques.

L'impédance équivalente du réseau vue d'un point du réseau conditionne la propagation des perturbations harmoniques, Cette impédance est fonction de la

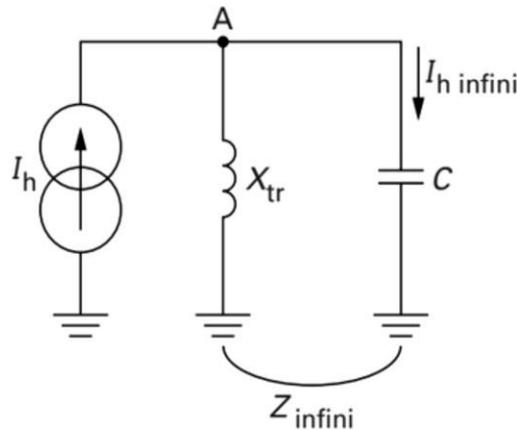
fréquence, on la calcule en plaçant en parallèle les différentes branches du réseau reliant ce point à la terre.



**Figure I.7 :** Schéma d'un réseau connecté { un redresseur et { une charge en parallèle avec une batterie de condensateurs.

On a l'exemple simple d'un réseau haute tension transformé en basse tension puis connecté à trois éléments : une charge résistive, une batterie de condensateurs (compensation de la puissance réactive), et une charge non linéaire de type pont redresseur à capacité en tête (source de courants harmoniques). En établissant un modèle de l'impédance vue du point A en l'absence de la batterie de capacités, on voit apparaître la mise en parallèle d'éléments résistifs et inductifs (lignes, transformateurs...). L'installation du système de compensation de l'énergie réactive peut donc donner lieu à des phénomènes de résonance.

Sur la base du modèle établi précédemment, considérons un cas limite : celui dans lequel les seules charges connectées sont le redresseur non linéaire et la batterie de capacités



**Figure I.8 :** Modèle de l'impédance du réseau vue de A.

On est en présence d'une association parallèle LC dont l'impédance  $Z$  s'écrit :

$$Z = \frac{jL\omega}{1 - LC\omega^2} \quad (\text{I.12})$$

Il y a résonance lorsque le dénominateur tend vers 0, l'impédance est alors infinie et

$$\text{On :} \quad \omega_R = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (\text{I.13})$$

Si des courants non nuls sont émis { la fréquence de résonance, l'impédance qu'ils voient est infinie, et la tension aux bornes du dipôle résonant est infinie. Les courants qui traversent les éléments sont donc eux aussi infinis (destruction de chaque branche). En incluant une charge de nature résistive dans le modèle, on limite l'acuité de la résonance, mais il y a toujours une surtension envisageable et il faut dimensionner les composants pour qu'ils tiennent ces contraintes. De plus, toute charge victime connectée en parallèle subit les variations de sa tension d'alimentation [I.6].

## I.7. Effets des perturbations harmoniques

De nombreux effets des harmoniques sur les installations et les équipements électriques peuvent être cités tels que la déformation des formes d'ondes entraînant des dysfonctionnements, l'augmentation des valeurs crêtes créant des claquages de diélectriques ou des valeurs efficaces induisant des échauffements et donc des pertes supplémentaires aussi bien en courant qu'en tension, ainsi qu'un étalement spectral provoquant des vibrations et des fatigues mécaniques. L'ensemble de ces effets ont un impact économique important à cause des surcoûts, de la dégradation du rendement énergétique, du surdimensionnement, des pertes de productivité ou des déclenchements

intempestifs qu'ils entraînent. Ces coûts de matériel, pertes énergétiques et perte de productivité entraînent une baisse de la compétitivité des entreprises, les effets de ces perturbations peuvent se classer en deux types instantanés et à long terme.

### **I.7.1. Effets instantanés**

Comme nous l'avons vu, les courants harmoniques produits par des charges non linéaires, sont à une fréquence multiple du 50Hz, à des rangs **pairs et impairs**. En effet, ces ondes « **déformantes** » peuvent altérer le bon fonctionnement de systèmes comportant des composants électroniques du fait de la distorsion en tension qu'ils occasionnent. Elles peuvent par exemple influencer les conditions de commutation des thyristors lorsqu'elles déplacent le passage par zéro de la tension.

Les compteurs d'énergie { induction présentent des erreurs supplémentaires en présence d'harmoniques ; de l'ordre de 0,3% avec un taux de 5% d'harmonique de rang 5 sur le courant.

Les récepteurs de télécommande centralisée à fréquence polyphonique, utilisés par les distributeurs d'énergie, peuvent être perturbés par des tensions harmoniques de fréquence voisine de celle utilisée par le système de détection. Par les efforts électrodynamiques proportionnels aux courants instantanés, les courants harmoniques généreront des vibrations, des bruits acoustiques, surtout dans les appareils électromagnétiques (transformateurs, inductances).

Des couples mécaniques pulsatiles, dû aux champs tournants harmoniques, donneront des vibrations dans les machines tournantes. Des perturbations surviennent également lorsque des lignes « courants faibles » cheminent le long d'une ligne de distribution électrique comportant des courants et tensions déformés.

On peut citer aussi les effets instantanés des harmoniques comme suite :

- Dysfonctionnements des dispositifs de commande ou de régulation (détection du passage par zéro, ...etc.).
- Pertes de précision dans les appareils de mesure.
- Vibrations dans les moteurs électriques alternatifs à cause des couples mécaniques pulsatiles dus aux champs tournants harmoniques.

- Vibrations, bruits acoustiques dans les transformateurs ou les inductances dus aux efforts électrodynamiques proportionnels aux courants harmoniques.
- Perturbations induites dans les liaisons par courant faible sous forme de bruits par couplage électromagnétique (contrôle-commande, télécommunication, téléphonie, réseaux locaux, ...etc.)
- Interférences avec les systèmes de télécommande à distance utilisés par les distributeurs d'énergie.
- Déclenchement intempestif des circuits de protection.
- Effets de papillotement (flicker) au niveau des éclairages et des affichages des appareils électroniques.

### **I.7.2. Effets à long terme**

Les effets à long terme des harmoniques sont récapitulés comme suite :

- Vieillesse prématuré des moteurs électriques alternatifs du fait des pertes cuivre et fer supplémentaires, dû à la différence importante de la vitesse entre les champs tournants inducteurs harmoniques et le rotor.
- Echauffement des câbles : les effets thermiques présents au niveau des câbles traversés par des courants harmoniques se trouvent majorés, d'où une élévation de température. Parmi les causes des pertes supplémentaires on peut citer :
  - Une augmentation de la valeur efficace du courant pour une même puissance active consommée.
  - L'élévation de la résistance apparente de l'âme avec la fréquence, phénomène dû { l'effet de peau.
  - L'élévation des pertes diélectriques dans l'isolant avec la fréquence si le câble est soumis à une distorsion de tension non négligeable.
- Surchauffe du neutre.

- Echauffement des condensateurs : l'impédance d'un condensateur est liée { la fréquence de manière inversement proportionnelle. Les courants harmoniques à des fréquences supérieures au 50Hz influent donc sur les condensateurs en créant des points d'échauffement (effets thermiques). Ces échauffements peuvent aller jusqu'au claquage des condensateurs.
- Pertes supplémentaires dans les transformateurs ou les inductances dues à l'effet de Peau dans le cuivre, { l'hystérésis et aux courants de Foucault dans le circuit magnétique.
- Fatigue mécanique des équipements à cause des vibrations et des couples pulsatives.
- Vieillesse des isolants : il peut être dû soit à une contrainte en tension consécutive à la présence de tensions harmoniques, et donc à une augmentation locale des courants de fuite, soit { l'échauffement exagéré provoqué par l'échauffement des conducteurs [I.3]

## **I.8. Les normes de référence sur les harmoniques**

Les distributeurs ainsi que les consommateurs de l'énergie électrique sont conscients de l'importance d'une réglementation standard unique pour les problèmes de la pollution harmonique. Une telle réglementation universelle n'existe pas encore, cependant des organismes comme CEI (Commission Électrotechnique Internationale) en Europe [I.7] et IEEE en Amérique [I.8], élaborent des normes efficaces qui peuvent être regroupées en trois catégories :

1. Niveaux de compatibilité harmonique en amont du point commun de raccordement :
  - IEEE 519-1992
  - IEC 61000-2-2
  - IEC 61000-3-6
2. Limites sur l'émission harmonique des équipements:
  - CEI 61000-3-2 (appareils de moins de 16 A par phase)
  - CEI 61000-3-4 (appareils de plus de 16 A par phase)
3. Guide pour la mesure des harmoniques :
  - CEI 61000-4-7

La norme IEEE-519 [I.8], par exemple, définit des limites pour les tensions et courants harmoniques au point commun de raccordement (PCC) pour assurer le bon fonctionnement des récepteurs dans d'autres sites. À titre d'exemple, les taux individuels maximaux des tensions harmoniques ainsi que le THD à ne pas dépasser sont donnés dans le tableau. I.1.

Niveau de tension	Taux de distorsion individuel de tension (%)	Taux de distorsion global de tension (%)
$\leq 69\text{kV}$	3.0	5.0
$\geq 69.001\text{kV}$ et $\leq 161\text{kV}$	1.5	2.5
$\geq 161.001\text{kV}$	1.0	1.5

**Tableau. I.1 :** Limites des tensions et courant harmoniques selon IEEE-519

La norme CEI 61000-3-2 spécifie les limites pour les émissions de courant harmonique des matériels individuels raccordés aux réseaux publics pour les appareils consommant moins de 16A par phase. Le tableau. I.2 indique les limites d'émission pour ces appareils faisant partie de la classe A, c'est-à-dire autres que les outils portatifs, appareils d'éclairage et appareils ayant un courant d'entrée { forme d'onde spéciale dont la puissance active est inférieure à 600W [I.7].

Rang harmonique	Courant harmonique maximal autorisé (A)
2	1,08
3	2,30
4	0,43
5	1,14
6	0,30
$8 \leq h \leq 40$	0,77
9	$0,23 * 8/h$
11	0,40
13	0,33
$15 \leq h \leq 39$	$0,15 * 15/h$

**Tableau. I.2 :** Limites d'émission de courants harmoniques des appareils basse tension de courant inférieur à 16A et de classe A [I.7].

Les limites sur les taux de distorsion individuel global des courants harmoniques, dans le cas des réseaux de moins de 69 kV, sont précisées en% dans le tableau I.3. Nous constatons que les limites sont plus sévères pour un rapport de court-circuit (SCR) plus petit, lequel est défini comme étant le rapport du courant de court-circuit maximal  $I_{sc}$

sur la valeur moyenne maximale mensuelle du courant de la charge. Les équipements de production doivent respecter la limite la plus sévère, soit  $SCR < 20$ . Les taux des harmoniques d'ordres pairs doivent être limités à 25% des valeurs précisées dans le tableau I.3.

Distorsion maximale du courant harmonique en pourcentage de $I_L$						
Ordre harmonique individuel (harmoniques impairs)						
$I_{sc}/I_L$	11	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	THD
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20-50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50-100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100-1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

$I_L$  : demande maximale du courant de charge.  
 $I_{sc}$  : Courant de court-circuit maximal.  
 THD : Taux de distorsion global du courant.

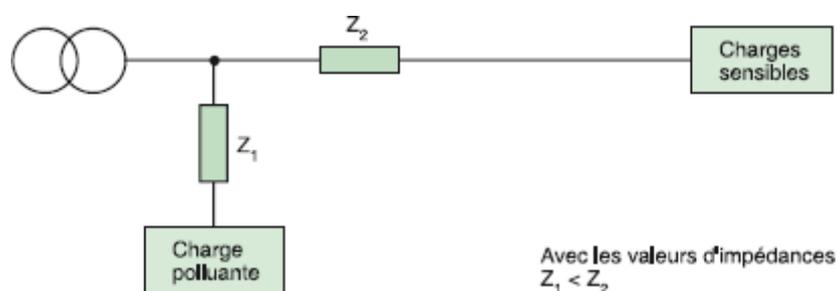
**Tableau I.3 :** Limites de distorsion de courant pour les systèmes généraux de distribution (120 V à 69 000 V) [I.7].

## I.9. Stratégies de préventions des perturbations harmoniques

Parmi les remèdes proposés pour balayer les harmoniques de façon globale et sélective, nous avons présenté les solutions suivantes:

➤ **Positionner les charges polluantes en amont du réseau**

La perturbation harmonique globale croît lorsque la puissance de court-circuit diminue. En dehors de toute considération économique, il est donc préférable de connecter les charges polluantes le plus en amont possible (figure I.9)

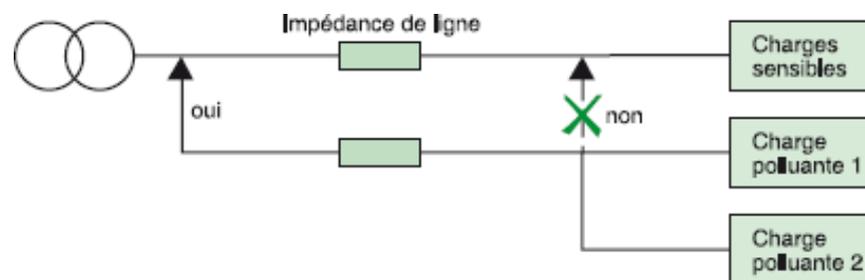


**Figure I.9 :** Alimentation le plus en amont possible des charges non-linéaires.

➤ **Regrouper les charges polluantes**

Lorsque l'on établit le schéma unifilaire, on cherchera { séparer les équipements perturbateurs des autres (voir figure I.10) : en pratique, on alimentera les charges polluantes et non polluantes par des jeux de barres différents.

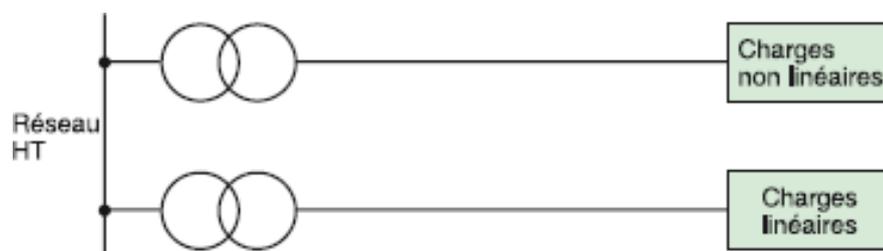
Ainsi, en regroupant les charges polluantes, on augmentera la possibilité de foisonnement angulaire. En effet, la somme vectorielle des courants harmoniques est plus faible que leur somme algébrique. On évitera également que les courants harmoniques ne parcourent les câbles, ce qui limitera les chutes de tension et les échauffements dans les câbles.



**Figure I.10 :** Regroupement des charges non-linéaires et alimentation le plus en amont possible.

➤ **Séparer les sources**

Dans la lutte contre les harmoniques, une amélioration supplémentaire est obtenue en réalisant une alimentation par transformateur séparé, selon le schéma de principe suivant (figure I.11). L'inconvénient de cette solution est l'augmentation du coût de l'installation.

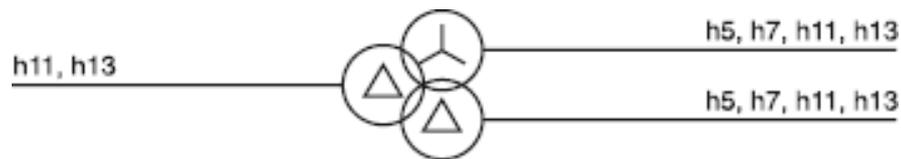


**Figure I.11 :** Alimentation des charges perturbatrices par transformateur séparé.

➤ **Utiliser des transformateurs à couplages particuliers**

L'effet de couplage de transformateurs permet la suppression de certains rangs d'harmoniques :

- un couplage  $\Delta Y \Delta$  arrête les harmoniques de rangs 5 et 7 (voir figure I.12)
- un couplage  $\Delta Y$  arrête les harmoniques de rang 3.
- un couplage  $\Delta Z$  arrête les harmoniques de rang 5.



**Figure I.12** : L'utilisation d'un transformateur  $\Delta Y \Delta$  stoppe la propagation des harmoniques de rangs 5 et 7 vers l'amont du réseau

➤ **Placer des inductances dans l'installation**

Dans le cas d'alimentation de variateurs de vitesse, on peut lisser le courant en mettant en place des inductances de ligne. En augmentant l'impédance du circuit d'alimentation, on limite le courant harmonique.

La mise en place de selfs anti-harmoniques sur les batteries de condensateurs permet d'augmenter l'impédance de l'ensemble self et condensateur, pour les harmoniques de fréquences élevées.

➤ **Choisir un schéma de liaison à la terre adapté**

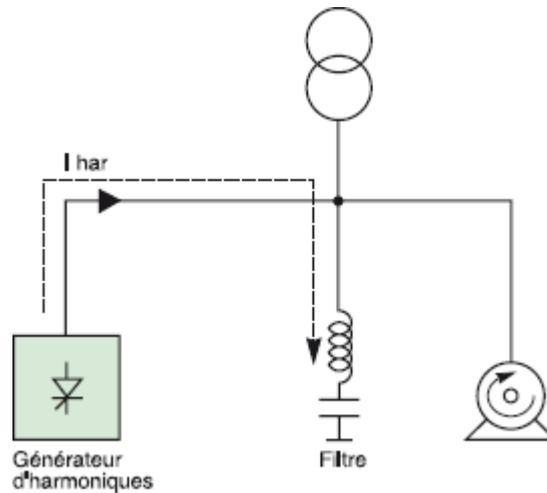
## I.10. Actions en cas de dépassement des valeurs limites

Dans le cas où les actions préventives ci-dessus sont insuffisantes, il est nécessaire d'équiper l'installation polluée de dispositif de filtrage. On distingue trois types de filtres : le filtre passif, le filtre actif, le filtre hybride.

➤ **Filtre passif**

On place un circuit LC accordé sur chaque fréquence d'harmonique { filtrer, en parallèle sur le générateur d'harmoniques (voir figure I.13). Ce circuit de dérivation absorbe les harmoniques et évite que ceux-ci ne circulent dans l'alimentation. En général, le filtre passif est accordé sur un rang d'harmonique proche de l'harmonique {

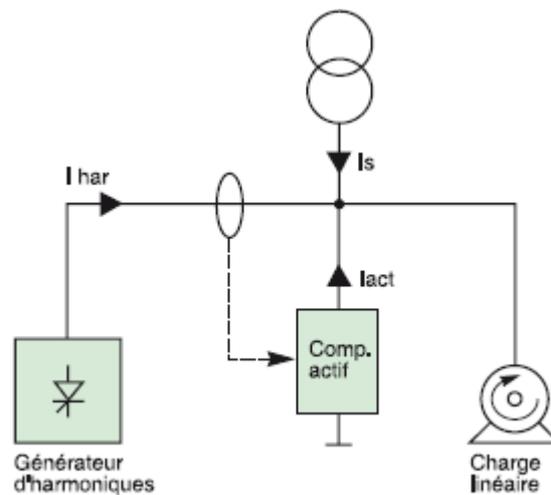
éliminer. Plusieurs branches de filtres en parallèle peuvent être utilisées lorsque l'on souhaite une réduction forte du taux de distorsion sur plusieurs rangs.



**Figure I.13 :** Principe d'utilisation d'un filtre passif.

➤ **Filtre actif (ou compensateur actif)**

Ce sont des systèmes électroniques de puissance installés en série ou en parallèle avec la charge non linéaire, visant à compenser soit les tensions harmoniques, soit les courants harmoniques générés par la charge. La figure I.14 donne un exemple de filtre actif compensant le courant harmonique :  $I_{har} = -I_{act}$ .

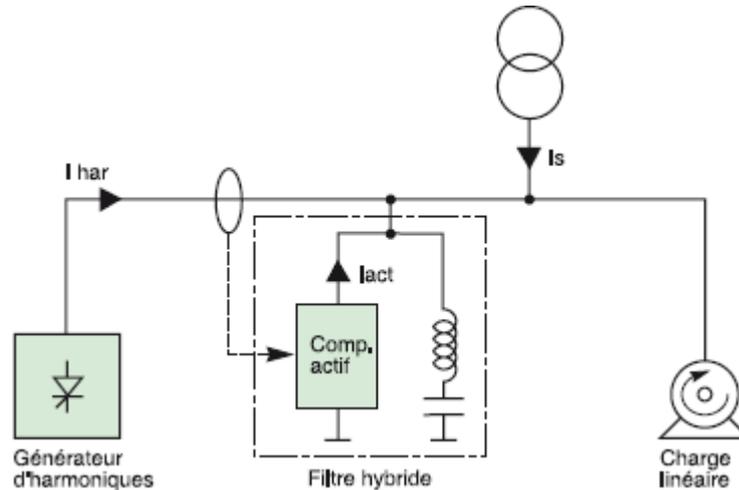


**Figure I.14 :** Principe d'utilisation d'un filtre actif.

Le filtre actif réinjecte en opposition de phase les harmoniques présents sur l'alimentation de la charge, de telle sorte que le courant de ligne  $I_s$  soit sinusoïdal.

### ➤ Filtre hybride

Les deux types de dispositifs précédents peuvent être associés au sein d'un même équipement et constituer un filtre hybride (voir figure I.15). Cette nouvelle solution de filtrage permet de cumuler les avantages des solutions existantes et de couvrir un large domaine de puissance et de performances.



**Figure I.15 :** Principe d'utilisation d'un filtre hybride.

## I.11. Conclusion

L'amélioration de la qualité de l'alimentation en électricité est un composant essentiel dans l'économie mondiale. Les réseaux électriques sont perturbés par de nombreux phénomènes électriques qui peuvent être caractérisés par plusieurs paramètres mesurables.

Caractériser le réseau nécessite la mesure et la supervision permanentes de tous les paramètres électriques importants.

Ce chapitre nous aura permis de voir comment dans la littérature les auteurs ont interprété le problème des harmoniques au moyen des expressions mathématiques, nous avons aussi pu comprendre l'origine et les effets des courants harmoniques dans les réseaux de distribution. Ce premier chapitre nous aura surtout conduit à mieux saisir l'importance du maintien de la qualité de l'onde, nécessaire pas seulement pour le distributeur, mais aussi pour le consommateur.

Le chapitre suivant vient à point nommé pour expliquer quelques méthodes d'identification des sources harmoniques.

## Références Bibliographiques

- [I.1] N.MENDALEK« Qualité de l'onde électrique et moyens de mitigation», thèse doctorat, Université de Montréal, JANVIER 2003.
- [I.2] HAMOUDA Noureddine,« Amélioration de la Qualité du Réseau Electrique à l'Aide de Compensateurs Actifs.», thèse doctorat , Université de Constantine 1 , 2018
- [I.3] J.Serres, P.Dubois, C. Jaunay, S. Escolano, «Réseau électrique haute qualité », La Revue SEE, 2018, pp.20-26.
- [I.4] L. Moller; « Problème techniques posés par le raccordement des convertisseurs de grande puissance», Revue EDF N°2, 1985
- [I.5] « Détection et filtrage des harmoniques», Guide expert basse tension n° 4, Schneider.
- [I.6] F.Bailly,« Harmoniques dans les réseaux électriques : caractérisation, effet des harmoniques, conséquence sur le dimensionnement des équipements. Solution de réduction des harmoniques sur les réseaux électriques. », Cours de Master, École Normale Supérieure de Cachan ,2014.
- [I.7] IEEE-519. IEEE Recommended Practices and requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems, 1992.
- [I.8] IEC 61000-3-4. Limits: Limitations of emissions of harmonic currents in low-voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 16A, 1998.

## **Chapitre II :**

---

# **Méthode D'identification Des Sources Harmoniques**

---

### II.1. Introduction

La présence des harmoniques sur les réseaux de distribution électrique est l'effet de l'utilisation des charges ayant des comportements non linéaires; en appliquant une tension sinusoïdale à leurs bornes elles absorbent des courants non sinusoïdaux. La circulation de courants harmoniques dans les lignes et entre les charges est difficile à prédire et à contrôler. Ces courants harmoniques qui sont classés comme étant de la pollution harmonique entraînent la dégradation de la qualité d'énergie dans le réseau de distribution. Avec la prolifération des charges non linéaires comme les redresseurs à diode/thyristor, les courants non sinusoïdaux se propagent à travers les réseaux de distribution. La dégradation de la qualité de l'énergie se manifeste entraînant l'écroulement de la tension voire même le système de distribution. Notamment, la qualité de la tension ou des courants harmoniques dans les systèmes de distribution de puissance électrique devient un des problèmes sérieux tant pour les compagnies d'électricité que pour les clients.

Au jour d'aujourd'hui, quantifier la pollution harmonique d'un client et la séparer de celle produite par le réseau représentent deux défis importants. . Cependant, si nous mesurons la tension et le courant dans un point du réseau, nous ne pouvons pas savoir d'où viennent ces courants harmoniques et quel client les produit. Pour traiter ces problèmes, plusieurs méthodes ont été proposées et testées par des scientifiques et chercheurs. Elles proposent des calculs afin de séparer et quantifier la pollution harmonique du client et du distributeur au PCC (Point de Couplage Commun).

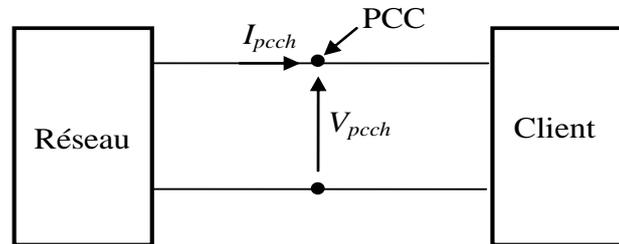
Ce deuxième chapitre a pour objectif de présenter quelques méthodes existantes dans la littérature permettant d'identifier les sources harmoniques dans un réseau de distribution.

### II.2. Les méthodes basées sur les puissances harmoniques

#### II.2.1. La méthode basée sur la direction des puissances harmoniques actives

Parmi les méthodes présentées dans la littérature, une idée qui revient souvent est d'utiliser la mesure de la puissance harmonique active au PCC d'une installation [II.1]. L'objectif est de pouvoir directement identifier les sources harmoniques en considérant que les perturbations harmoniques sont des flux de puissance.

La figure II.1 ci-dessous rappelle la convention de signe choisie pour représenter les tensions et courants harmoniques au PCC (point commun de couplage) de l'installation.



**Figure II.1:** Convention de signe pour les courants et tension harmoniques (représentation monophasée).

Théoriquement, la puissance harmonique active absorbée par une installation, au rang  $h$ , se calcule de la façon suivante [II.2] :

$$P_{pch} = |V_{pch}| \cdot |I_{pch}| \cdot \cos(\varphi_{pch}) \quad (\text{II.1})$$

où l'angle  $\varphi_{pch}$  représente le déphasage de  $V_{pch}$  par rapport à  $I_{pch}$ .

La méthode la plus simple d'identification des sources harmoniques basée sur les puissances actives consiste à utiliser le signe de la puissance harmonique active mesurée au PCC d'une installation pour déterminer si celle-ci perturbe ou non le réseau [II.1].

Ainsi, pour une valeur de puissance active donnée, nous avons deux interprétations possibles en fonction de son signe :

- $P_{pch} \geq 0$  : dans ce cas, l'installation absorbe de la puissance harmonique active, et elle est considérée comme non-perturbatrice pour le rang harmonique  $h$ .
- $P_{pch} < 0$  : dans ce cas, l'installation injecte de la puissance harmonique active, et elle est considérée comme perturbatrice pour le rang harmonique  $h$ .

### II.2.2. La méthode basée sur les puissances de Czarnecki

La méthode est basée sur la mesure des puissances dispersée et générée, définie par Czarnecki [II.3]. Elle est valide en régime monophasé, triphasé équilibré et déséquilibré, dans les conditions sinusoïdales et non sinusoïdales et en régime permanent.

Le concept de base de cette méthode est la décomposition du courant harmonique au PCC d'une installation en cinq composantes :

- ✓ composante active,  $i_a$  associée au transfert de la puissance active;

- ✓ composante dispersée,  $i_s$ , due à la variation de la conductance de la charge avec la fréquence;
- ✓ composante réactive,  $i_r$ , attribuée aux charges linéaires réactives;
- ✓ composante générée,  $i_g$ , due à la présence des charges non-linéaires ou des paramètres variables
- ✓ composante de déséquilibre,  $i_u$ , produite par les charges linéaires déséquilibrées (dans notre cas  $i_u=0$ );

### II.2.2.1. Concept de base de la méthode

Comme nous avons décrit au paragraphe (II.2.1) les puissances actives harmoniques peuvent être calculées individuellement pour chaque harmonique (équation II.1).

- Quand  $P_{pcch} \geq 0$  signifie que la puissance est absorbée par la charge.
- Quand  $P_{pcch} < 0$  signifie que la puissance est absorbée par la source.

Le signe de la puissance harmonique nous permet de décomposer l'ensemble en  $N$  ( $N$ : l'ensemble des rangs des harmoniques considérées) en deux sous ensembles  $N_R$  (harmonique générées par le réseau) et  $N_C$  (harmoniques générées par le client)[II.3]:

Si  $P_{pcch} \geq 0$ , donc  $h \in N_R$  et:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{h \in N_R} \underline{I}_h = \underline{I}_R \\ \sum_{h \in N_R} \underline{V}_h = \underline{V}_R \\ \sum_{h \in N_R} P_h = P_R \end{array} \right. \quad (II.2)$$

Si  $P_{pcch} < 0$ , donc  $h \in N_C$  et:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{h \in N_C} \underline{I}_h = -\underline{I}_C \\ \sum_{h \in N_C} \underline{V}_h = \underline{V}_C \\ \sum_{h \in N_C} P_h = -P_C \end{array} \right. \quad (II.3)$$

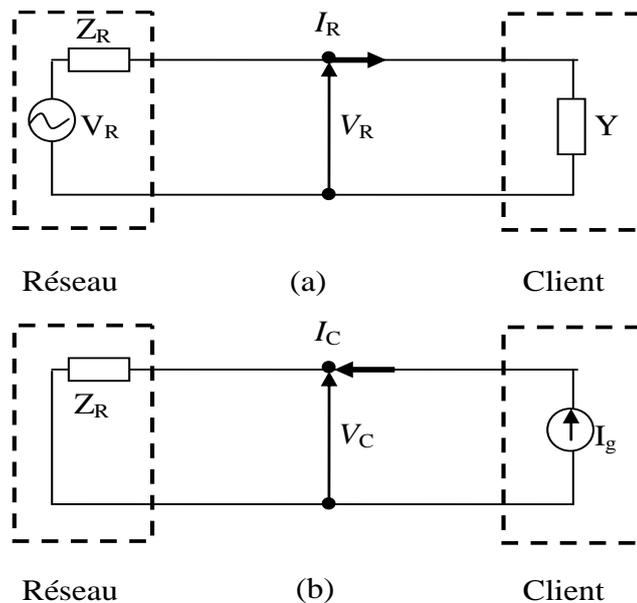
Le courant, la tension et la puissance active peuvent être données par:

$$\begin{cases} \underline{I}_{pcc} = \sum_{h \in N} \underline{I}_h = \underline{I}_R - \underline{I}_C \\ \underline{V}_{pcc} = \sum_{h \in N} \underline{V}_h = \underline{V}_R + \underline{V}_C \\ P = \sum_{h \in N} P_h = P_R - P_C \end{cases} \quad (II.4)$$

Le système d'équations (II.3) peut être interprété comme suit:

Le courant  $\underline{I}_{pcc}$  contient une partie du courant d'origine source et une partie d'origine charge non linéaire. De même la tension  $\underline{V}_{pcc}$  au point de raccordement contient une partie générée par la source et une partie générée par la charge non linéaire. D'ailleurs la puissance active absorbée dans ce point est composée d'une partie de la source et une partie de la charge. Entre les courants  $\underline{I}_R$  et  $\underline{I}_C$  il n'y a pas des harmoniques communes.

La décomposition des ordres harmoniques de la tension et du courant selon le système d'équation (II.4) signifient que le système tel qu'il est présenté sur la figure (II.1) peut être décrit comme la superposition de deux systèmes. Le premier représenté sur la figure II.2.a a une charge linéaire et une source de tension harmonique coté réseau et le second représenté sur la figure II.2.b n'a qu'une source de courant côté client tandis que le système de distribution est un récepteur d'énergie passif.



**Figure II.2 :** (a) Le circuit équivalent pour les harmoniques  $h \in N_R$  (b) Le circuit équivalent pour les harmoniques  $h \in N_C$  [II.3].

## Chapitre II Méthode D'identification Des Sources Harmoniques

Pour les harmoniques  $h \in N_R$  la charge est considérée comme charge passive de l'admittance:

$$\underline{Y}_h = G_h + jB_h = \frac{P_{Rh} - jQ_{Rh}}{|V_{pcch}|^2} \quad (\text{II.5})$$

Où  $P_{Rh}$  est la puissance harmonique active ( $h \in N_R$ ).

$Q_{Rh}$  est la puissance harmonique réactive ( $h \in N_R$ ).

Le courant actif est considéré comme la composante principale du courant de charge correspondant à la puissance active. Sa valeur efficace est égale à:

$$I_a = G_e \cdot V_{Reff} \quad (\text{II.6})$$

Avec :

$$G_e = \frac{P_R}{V_{Reff}^2} \quad (\text{II.7})$$

$$V_{Reff} = \sqrt{\sum_{h \in N_R} |V_{pcch}|^2} \quad (\text{II.8})$$

$$P_R = \sum_{h \in N_R} P_{Rh} = \sum_{h \in N_R} |V_{pcch}| \cdot |I_{pcch}| \cos(\varphi_{pcch}) \quad (\text{II.9})$$

La partie restante du courant  $I_R$  peut être décomposée à une **composante réactive** dont sa valeur efficace est:

$$I_r = \sqrt{\sum_{h \in N_R} (B_h |V_{pcch}|)^2} \quad (\text{II.10})$$

Et une **composante dissipée** dont sa valeur efficace est:

$$I_s = \sqrt{\sum_{h \in N_R} (G_h - G_e)^2 |V_{pcch}|^2} \quad (\text{II.11})$$

Avec:

$$G_h = \frac{P_{Rh}}{V_{Reff}^2} \quad (\text{II.12})$$

$$B_h = -\frac{Q_{Rh}}{V_{Reff}^2} \quad (II.13)$$

Le **courant générée**,  $I_g$  indique toujours la présence d'une charge non-linéaire et est associé à un transfert de puissance active en sens opposé. Cette puissance est injectée par la charge non-linéaire et dissipée dans le réseau et sur la résistance de la source, la valeur efficace de ce courant est donnée par l'équation suivante :

$$I_g = \sqrt{\sum_{h \in N_c} |I_{pch}|^2} \quad (II.14)$$

Donc le courant de charge peut être décomposé en quatre composantes physiques:

$$\underline{I} = \underline{I}_R - \underline{I}_c = \underline{I}_a + \underline{I}_s + \underline{I}_r - \underline{I}_g \quad (II.15)$$

Avec

$$\underline{I}_R = \underline{I}_a + \underline{I}_s + \underline{I}_r$$

$$\underline{I}_c = \underline{I}_g$$

Ainsi, les composantes de puissance peuvent être calculées en multipliant les composantes du courant par la valeur efficace de la tension, on trouve alors[II.3] :

- La puissance active :

$$P_a = I_a \cdot V_{eff} \quad (II.16)$$

- La puissance réactive :

$$Q_r = I_r \cdot V_{eff} \quad (II.17)$$

- La puissance dissipée :

$$D_s = I_s \cdot V_{eff} \quad (II.18)$$

- La puissance générée :

$$D_g = I_g \cdot V_{eff} \quad (II.19)$$

Avec :

$$V_{eff} = \sqrt{\sum_{h \in N} |V_{pch}|^2}$$

**Remarque :**

- ✓ Dans le cas d'une charge linéaire et une tension réseau non sinusoïdale le courant généré  $I_g=0$ , par conséquence la puissance générée  $D_g=0$ .
- ✓ Dans le cas d'une charge non linéaire et une tension réseau sinusoïdale le courant dissipée  $I_s=0$ , par conséquence la puissance dissipée  $D_s=0$ .

### II.2.3. La méthode basée sur les puissances du groupe IEEE

Cette méthode a été proposée pour la première fois dans [II.4], et des améliorations sont proposées dans [II.5], et est basée sur le calcul des puissances réactives définies par la norme IEEE 1459-2000.

Pour la détection des sources d'harmoniques, les auteurs ont considéré les grandeurs de puissance suivantes [II.5]:

➤ Puissance réactive fondamentale

$$Q_1 = |V_{pcc1}| |I_{pcc1}| \sin(\varphi_{pcc1}) \quad (II.20)$$

➤ Puissance réactive fictive

$$Q_x = \sqrt{V_{eff}^2 \left( |I_{pcc1}|^2 \sin^2(\varphi_{pcc1}) + \frac{D_H^2}{V_H^2} \right)} \quad (II.21)$$

➤ Puissance non active

$$N = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (II.22)$$

Avec :

$|V_{pcc1}|$  et  $|I_{pcc1}|$  sont les valeurs efficaces des composantes fondamentales de la tension et du courant mesurées au PCC.

$\varphi_{pcc1}$  est le déphasage entre les composantes fondamentales de la tension et du courant.

$D_H$  est la puissance déformante :

$$D_H = \sqrt{S_H^2 - P_H^2} \quad (II.23)$$

$P_H$  est la puissance active harmonique

$$P_H = \sum_{h \in N, h \neq 1} V_h I_h \cos \varphi_h \quad (II.24)$$

$S_H$  est la puissance apparente harmonique

$$S_H = V_H I_H \quad (II.25)$$

$$V_H = \sqrt{\sum_{h \in N, h \neq 1} |V_{pcc1}|^2} \quad (II.26)$$

$$I_H = \sqrt{\sum_{h \in N, h \neq 1} |I_{pcc1}|^2} \quad (II.27)$$

En ce qui concerne les quantités de puissance précitée  $Q_1$ ,  $N$  et  $Q_x$  les considérations suivantes peuvent être faites :

- ✓ Dans une condition de fonctionnement déformée donnée,  $Q_1$  peut être considéré comme une valeur de référence minimale car c'est la seule composante de puissance non active à l'état sinusoïdal.
- ✓  $N$  est une valeur de référence maximale puisqu'elle regroupe toutes les composantes non actives de la puissance apparente.

En ce qui concerne  $Q_x$  on peut écrire que :

$$\begin{aligned} Q_x^2 &= \left( |V_{pcc1}|^2 + V_H^2 \right) \left( |I_{pcc1}|^2 \sin^2(\varphi_{pcc1}) + \frac{D_H^2}{V_H^2} \right) \\ &= Q_1^2 + V_H^2 |I_{pcc1}|^2 \sin^2 \varphi_1 + \frac{V_1^2}{V_H^2} D_H^2 + D_H^2 \end{aligned} \quad (II.28)$$

En outre,  $N$  peut être écrite de la manière suivante:

$$\begin{aligned} N^2 &= S^2 - P^2 = (S_1^2 + S_N^2) - (P_1^2 + P_H^2) \\ &= (S_1^2 - P_1^2) + (S_N^2 - P_H^2) \\ &= Q_x^2 + V_H^2 |I_{pcc1}|^2 \cos^2(\varphi_{pcc1}) + \frac{V_1^2}{V_H^2} P_H^2 \end{aligned} \quad (II.29)$$

D'après les équations (II.28) et (II.29) on trouve que  $Q_1 \leq Q_x \leq N$ .

Dans des conditions sinusoïdales (source sinusoïdale et charge linéaire), les trois quantités sont égales. Les différences entre les valeurs des trois grandeurs considérées dépendent des conditions d'alimentation et de charge.

Par exemple, dans le cas d'une source non sinusoïdale et d'une charge linéaire, la quantité de distorsion de courant est faible, et elle est due à la distorsion de la tension d'alimentation; ainsi, la différence entre  $Q_1$  et  $N$  n'est pas très significative (c'est-à-dire

que la contribution des harmoniques est faible), et  $Q_x$  est plus proche de  $Q_1$  que de  $N$  (c'est-à-dire que la contribution des harmoniques de courant est réduite au fondamental).

Au contraire, lorsqu'une charge non linéaire est présente, la quantité de distorsion est plus élevée par rapport au cas précédent, et  $Q_1$  et  $N$  prennent des valeurs significativement différentes car la quantité totale de distorsion devient plus pertinente ; de plus, la contribution des harmoniques à la valeur de  $Q_x$  augmente, avec  $Q_x$  plus proche de  $N$  que de  $Q_1$ . Enfin, lorsque la charge et l'alimentation sont responsables de la distorsion harmonique, une situation intermédiaire se produit, où les différences entre les trois quantités sont pertinentes, et  $Q_x$  prend une valeur intermédiaire entre  $Q_1$  et  $N$ .

### **II.2.4. La méthode de séparation des courants harmoniques perturbateur et non-perturbateur**

K. Srinivasan [II.6] a proposé une approche pour quantifier la distorsion causée par un seul client, lorsque le réseau compte de nombreux clients. Il a décrit une méthode pour isoler les contributions à la pollution harmonique du côté client et du côté réseau. Les mesures de tension et de courant en un seul point sont suffisantes.

Le concept de base de cette méthode est la décomposition du courant harmonique au PCC d'une installation en deux composantes :

- Une composante, dite « perturbatrice », qui correspond au courant harmonique dont nous considérons l'installation responsable.
- Une composante, dite « non-perturbatrice », qui correspond au courant harmonique généré par les autres installations raccordées au réseau, voire par le réseau lui-même. Cette composante courant a la même forme d'onde que celle de la tension.

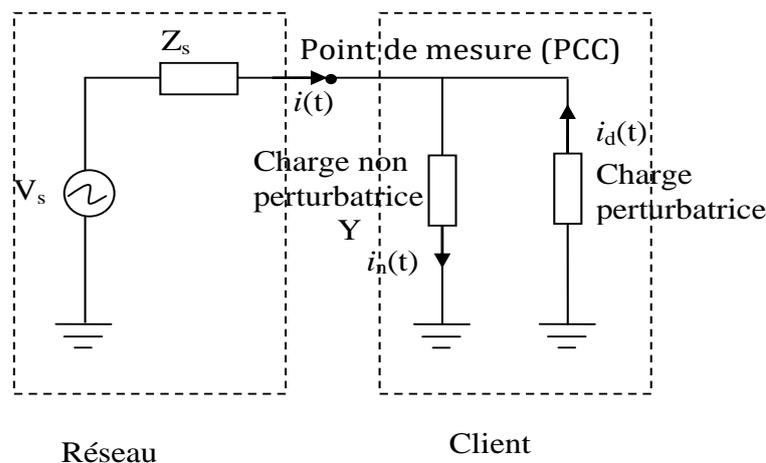
#### **II.2.4.1. Définition des charges perturbatrices et des charges non-perturbatrices**

Une charge sera constituée de deux parties : une partie non perturbatrice et une partie perturbatrice. La partie constante de l'impédance de la charge correspond à la partie non-perturbatrice, pendant que la partie variable avec la fréquence de l'impédance correspond à la partie perturbatrice. Elles peuvent être simplement modélisées comme deux charges en parallèle, comme indiqué dans la figure II.3.

Une charge purement résistive est une charge non perturbatrice. Les charges inductives et capacitives sont des charges linéaires. Elles n'augmentent pas la distorsion harmonique lorsque la forme d'onde de la tension du réseau n'est pas déformée. Ces charges seront perturbatrices lorsque la forme d'onde de la tension est déjà déformée. L'impédance de telles charges dépend de la fréquence. Lorsqu'une tension aux bornes d'une telle charge est déformée, le courant absorbé aux différentes fréquences ne portera pas le même rapport aux tensions correspondantes. La forme d'onde de la tension changera de forme après l'introduction d'une inductance ou d'une capacité, sauf si la tension du réseau est purement sinusoïdale.

Concernant les courants, nous définirons  $i_d(t)$  comme le courant harmonique injecté par une charge perturbatrice sur le réseau et  $i_n(t)$  comme le courant absorbé par une charge non-perturbatrice.

### II.2.4.2. La séparation de la partie perturbatrice



**Figure II.3 :** Schéma du réseau par la méthode de Srinivasan. [II.6]

Le courant  $i(t)$  se décompose en courant non-perturbateur  $i_n(t)$  et courant perturbateur  $i_d(t)$ .

$$i(t) = i_n(t) - i_d(t) \quad (\text{II.30})$$

Dans le domaine fréquentiel nous aurons :

$$\underline{I}_{pchl} = \underline{I}_{nh} - \underline{I}_{dh} \quad (\text{II.31})$$

## Chapitre II Méthode D'identification Des Sources Harmoniques

La composante non perturbatrice du courant harmonique  $\underline{I}_{nh}$  est le courant absorbé par une admittance «  $\underline{Y}$  » constante en fonction de la fréquence.

$$\underline{I}_{nh} = \underline{Y} \underline{V}_{pcc1} \quad (\text{II.32})$$

Du fait que la charge perturbatrice ne peut pas générer de puissance à fréquence fondamentale (puisque le fondamental ne perturbe pas le réseau), la partie perturbatrice du courant à la fréquence fondamentale est égale à zéro, comme il est indiqué par l'équation suivante :

$$\underline{I}_{d1} = 0 \quad (\text{II.33})$$

En faisant la somme des équations (II.32) et (II.33) pour la fréquence fondamentale nous aurons :

$$\underline{I}_{n1} + \underline{I}_{d1} = \underline{Y} \underline{V}_{pcc1} \quad (\text{II.34})$$

L'admittance «  $\underline{Y}$  » est alors celle de la charge calculée à 50Hz :

$$\underline{Y} = \frac{\underline{I}_{pcc1}}{\underline{V}_{pcc1}} \quad (\text{II.35})$$

La partie non perturbatrice du courant est donnée par :

$$\underline{I}_{nh} = \frac{\underline{I}_{pcc1}}{\underline{V}_{pcc1}} \underline{V}_{pcc1} \quad h \in N \quad (\text{II.36})$$

Le courant harmonique émis par la charge est alors calculé en effectuant la différence entre la composante non perturbatrice du courant et le courant harmonique mesuré au PCC, et:

$$\underline{I}_{dh} = \underline{I}_{nh} - \underline{I}_{pcc1} = \frac{\underline{I}_{pcc1}}{\underline{V}_{pcc1}} \underline{V}_{pcc1} - \underline{I}_{pcc1} \quad h \in N \quad (\text{II.37})$$

**Remarque** : La composante non perturbatrice du courant contient la fréquence fondamentale et les harmoniques. Par contre la composante perturbatrice du courant ne contient que des harmoniques.

Une fois toutes ces formules établies et après avoir obtenu les tensions et courants aux différentes harmoniques, nous serons en mesure de calculer la puissance active et

réactive consommée pour chaque harmonique, en utilisant les expressions suivantes [II.6]:

$$P + jQ = \sum_{h \in N} V_{pcch} I_{pcch}^* \quad (II.38)$$

$$P_n + jQ_n = \sum_{h \in N} V_{pcch} I_{nh}^* \quad (II.39)$$

$$P_d + jQ_d = \sum_{\substack{h \in N \\ h \neq 1}} V_{pcch} I_{dh}^* \quad (II.40)$$

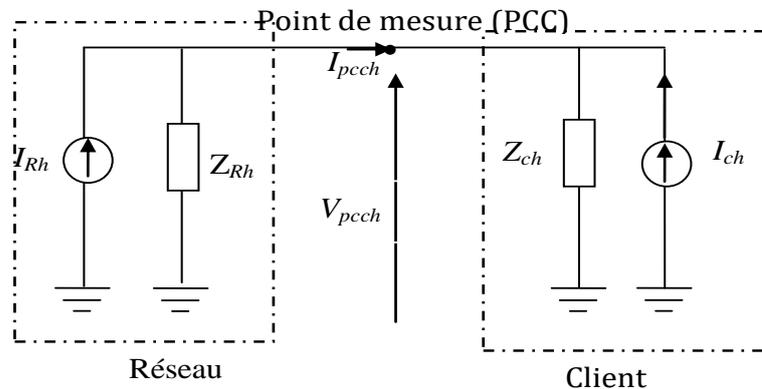
Avec :

$P_n$  et  $Q_n$  sont respectivement la puissance active et réactive dues à la composante non perturbatrice du courant (puissance transmise du réseau vers la charge).

$P_d$  et  $Q_d$  sont respectivement la puissance active et réactive dues à la composante perturbatrice du courant (puissance transmise de la charge vers le réseau).

### II.3. Méthodes basées sur la représentation de l'installation et du réseau par un schéma équivalent de Norton

Le principe de base de ces méthodes consiste à représenter, en un rang harmonique donné, le réseau (ou une installation) par son schéma de Norton équivalent [II.7]. Cette approche est assez répandue pour les études de réseau, où l'on cherche en général à agréger un grand nombre d'éléments en utilisant un modèle simplifié.



**Figure II.4 :** Schéma de Norton équivalent vu du point de livraison (PCC) d'une installation (représentation monophasée).

$V_{pcch}$  et  $I_{pcch}$  représentent respectivement la tension et le courant harmonique au rang  $h$  mesurés au PCC de l'installation.  $I_{ch}$  et  $Z_{ch}$  représentent respectivement la source de courant et l'impédance équivalentes de l'installation au rang harmonique  $h$ . Enfin,  $I_{Rh}$  et  $Z_{Rh}$  représentent respectivement la source de courant et l'impédance équivalentes du réseau au rang harmonique  $h$ . Le problème consiste donc à déterminer les paramètres  $\{I_{Rh}; Z_{Rh}; I_{ch}; Z_{ch}\}$  à partir des grandeurs mesurées au point commun de couplage (PCC)  $\{I_{pcch}; V_{pcch}\}$ .

### II.3.1. La méthode basée sur le principe de superposition

La méthode de superposition a été proposée par W. Xu [II.8]. L'idée principale est de séparer la contribution harmonique des deux côtés, le réseau et le client. Pour le calcul de cette méthode, il est nécessaire de remplacer d'abord le réseau et client par leur schéma équivalent de Norton, comme indiqué sur la figure II.4. Ensuite, le principe de superposition est appliqué pour déterminer la contribution de distorsion harmonique de chaque côté au point de couplage commun (figure II.5).

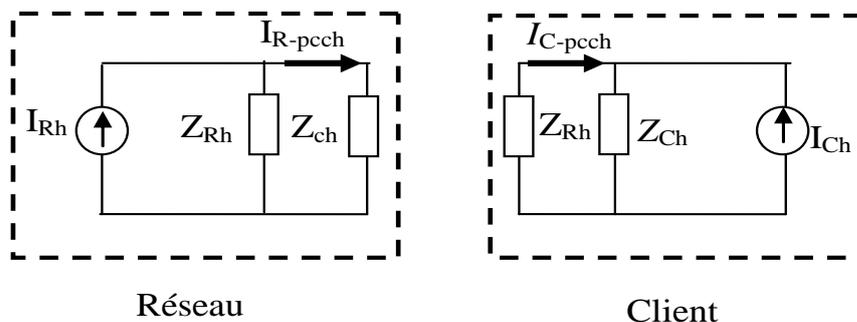
#### a. Concept de base de la méthode

Les sources de courant harmonique dans le circuit équivalent de Norton peuvent être déterminées à partir de la tension mesurée,  $V_{pcc}$  et courant,  $I_{pcc}$  au PCC en utilisant les équations suivantes [II.8]:

$$\underline{I}_{Rh} = \frac{V_{pcch}}{\underline{Z}_{Rh}} + \underline{I}_{pcch} \quad (II.41)$$

$$\underline{I}_{Ch} = \frac{V_{pcch}}{\underline{Z}_{Ch}} - \underline{I}_{pcch} \quad (II.42)$$

Le théorème de superposition est ensuite appliqué pour décomposer le système comme le montre la figure (II.5).



**Figure II.5 : La contribution des sources harmoniques**

D'après la figure II.5, les contributions harmoniques du côté réseau  $I_{u-pcc}$  et du côté client  $I_{c-pcc}$  peuvent être déterminées comme suit :

$$\underline{I}_{R-pcch} = \frac{\underline{Z}_{Rh}}{\underline{Z}_{Rh} + \underline{Z}_{Ch}} \underline{I}_{Rh} \quad (II.43)$$

$$\underline{I}_{C-pcch} = \frac{-\underline{Z}_{Ch}}{\underline{Z}_{Rh} + \underline{Z}_{Ch}} \underline{I}_{Ch} \quad (II.44)$$

Le courant harmonique au PCC est la somme des deux contributions:

$$\underline{I}_{pcch} = \underline{I}_{R-pcch} + \underline{I}_{C-pcch} \quad (II.45)$$

Ces courants harmoniques injectés, tel qu'ils sont définis en (II.43) et (II.44), ne sont pas pratique à utiliser car il s'agit des grandeurs complexes et sont difficiles à comparer. Afin d'aboutir à une grandeur scalaire, plus simple à utiliser, nous pouvons utiliser la projection vectorielle des courants définis en (II.43) et (II.44) sur le courant harmonique mesuré au PCC.

$$I_{scalaire-Rh} = |\underline{I}_{R-pcch}| \cdot \cos(\varphi_{R-pcch} - \varphi_{Ipcc}) \quad (II.46)$$

$$I_{scalaire-Ch} = |\underline{I}_{C-pcch}| \cdot \cos(\varphi_{C-pcch} - \varphi_{Ipcc}) \quad (II.47)$$

où  $\varphi_{R-pcch}$  et  $\varphi_{C-pcch}$  sont respectivement les angles de phase de la contribution harmonique du réseau et du client, et  $\varphi_{Ipcc}$  est l'angle de phase du courant mesuré en PCC.

### **Remarque :**

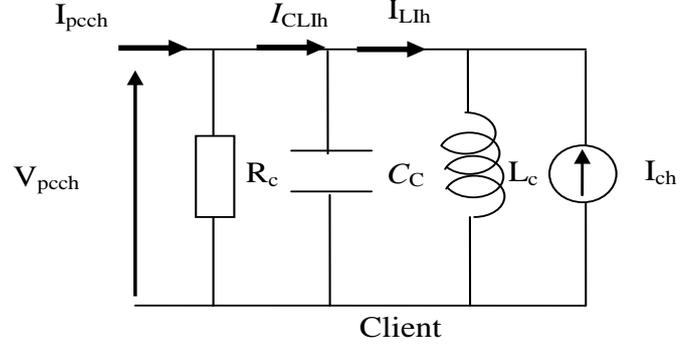
Cette méthode repose sur l'hypothèse que les impédances du réseau et de l'installation sont déjà connues.

### **II.3.2. Modélisation de l'impédance de l'installation par une charge RLC parallèle**

Cette méthode est une version améliorée de la méthode de superposition et elle est proposée par M. Farhoodnea [II.9].

Le processus de détermination de la contribution de chaque partie est le même pour la méthode de superposition, avec seulement une différence dans le calcul de l'impédance du client.

Cette méthode repose sur une modélisation de l'impédance du client par une charge RLC parallèle en parallèle avec la source de courant harmonique [II.9]. Le modèle correspondant est représenté figure II.6.



**Figure II.6 :** Le circuit équivalent du client

Les valeurs de  $R_c$ ,  $C_c$  et  $L_c$  sont obtenues à tout instant par les expressions (II.48) à (II.50).

$$R_c = \frac{\sum_{h \in N} |V_{pcch}|^2}{\sum_{h \in N} |V_{pcch}| |I_{pcch}| \cos(\varphi_{pcch})} \quad (\text{II.48})$$

$$C_c = \frac{\sum_{h \in N} h |V_{pcch}| |I_{CLlh}| \sin(-\varphi_{pcch})}{\omega_1 \sum_{h \in N} |V_{pcch}|^2 h^2} \quad (\text{II.49})$$

$$L_c = \frac{\sum_{h \in N} |V_{pcch}|^2 / h^2}{\omega_1 \sum_{h \in N} |V_{pcch}| |I_{Llh}| \sin(\varphi_{pcch}) / h} \quad (\text{II.50})$$

Avec

$$\underline{I}_{CLlh} = \underline{I}_{pcch} - \frac{V_{pcch}}{R_c} \quad (\text{II.51})$$

$$\underline{I}_{Llh} = \underline{I}_{CLlh} - \frac{V_{pcch}}{\underline{Z}_{C_c}} \quad (\text{II.52})$$

$$\underline{I}_{Ch} = -\underline{I}_{Llh} + \frac{V_{pcc}}{\underline{Z}_{Lc}} \quad (\text{II.53})$$

$$\omega_1 = 2\pi \cdot 50 \text{ rad/s}$$

Une fois les trois éléments  $\{Rc;Cc;Lc\}$  déterminés, il est possible d'en déduire la source de courant, et ainsi le schéma de Norton équivalent de l'installation.

### ➤ Procédure de mise en œuvre de la méthode RLC

- ✓ Mesurer la tension et le courant au PCC.
- ✓ Déterminer la source harmonique côté réseau en utilisant son impédance du court-circuit et l'équation (II.41).
- ✓ Modélisez le côté client en utilisant les équations (II.48-II.51).
- ✓ Calculez la contribution de chaque côté en utilisant les équations (II.43-II.44)
- ✓ Convertir la contribution de chaque côté en nombre scalaire en utilisant les équations (II.45-II.46)

## II.4. Méthode stochastique

Dans un réseau de distribution d'énergie électrique, les charges des appareils générateurs de courants harmoniques ont généralement un fonctionnement variable dans le temps. Les courants harmoniques génèrent un comportement non prévisible. En effet un grand nombre de facteurs aléatoires, plus ou moins liés les uns des autres agissent sur la forme d'onde du courant et donc sur des harmoniques. Dans ce cas, l'utilisation d'une méthode déterministe ne serait pas très représentative pour une description des harmoniques réels [II.10]. Face à ce type de problème, une approche stochastique semble bien adaptée à cette situation.

Dans une approche stochastique, les charges non linéaires prises individuellement ou en groupes sont toujours représentées par des sources de courants harmoniques aléatoires. Ces dernières sont caractérisées par des lois de probabilités relatives soit aux amplitudes et aux phases soit aux composantes réelles et imaginaires des courants.

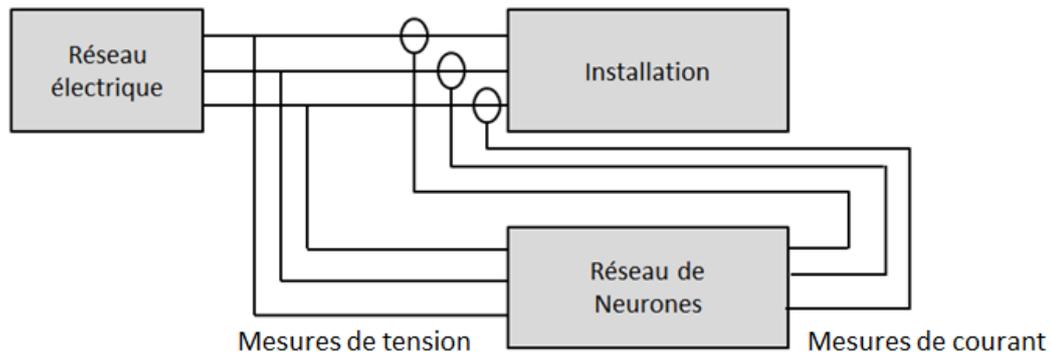
## II.5. Modélisation de l'installation par un réseau de neurones

Dans l'article [II.11], l'auteur propose de modéliser l'installation non pas avec l'approche classique d'un schéma de Norton, mais via un réseau de neurones. Le réseau de

## Chapitre II Méthode D'identification Des Sources Harmoniques

neurons est un outil mathématique permettant de trouver, pour un système donné, les liens existants entre ses entrées et ses sorties, après une phase dite « d'apprentissage ». L'avantage de cet outil par rapport à la modélisation sous forme d'un schéma de Norton est de pouvoir modéliser des systèmes aux comportements plus complexes, comme par exemple des non-linéarités ou des discontinuités.

Le principe de la méthode est représenté sur la figure II.7.



**Figure II.7 :** Schéma de principe de la modélisation par réseau de neurones.

Durant la phase d'apprentissage, les tensions et les courants harmoniques mesurés au PCC sont présentés au réseau de neurones. Ce dernier converge alors vers une fonction capable de calculer les courants harmoniques en fonction des tensions harmoniques.

### II.6. Conclusion

Nous avons vu dans le chapitre 2 l'ensemble des méthodes existantes dans la littérature permettant d'identifier les sources harmoniques. Parmi ces méthodes, certaines nous ont paru intéressantes à étudier plus en détails. Il s'agit des méthodes suivantes :

- Les méthodes basées sur un calcul de puissance harmonique au point de livraison (PCC) de l'installation.
- Les méthodes basées sur une représentation du réseau et/ou de l'installation sous forme d'un schéma de Norton équivalent, en particulier la méthode RLC.

Il sera nécessaire dans le chapitre 3 de les étudier plus en détails afin de pouvoir évaluer leur pertinence, les comparer entre elles et déterminer leurs limites respectives.

### Références Bibliographiques

- [II.1] Wilson, "Use of harmonic power flow calculations to locate harmonic sources", Contribution to Group 36, CIGRE 92, 02.09.92 (CC02 IWD 8305).
- [II.2] IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems", in IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992), pp. 1-29, June 2014.
- [II.3] L.S. Czarnecki, "Physical Reasons of Currents RMS Value Increase in Power Systems with Nonsinusoidal Voltage", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 8, No. 1, p.p. 437-447, Jan. 1993.
- [II.4] V.Barbado, A. Cataliotti, V. Cosentino,S. Nuccio, " A Novel Approach Based on Nonactive Power for the Identification of Disturbing Loads in Power Systems", in IEEE transactions on power delivery, Vol. 22, No. 3, july 2007.
- [II.5] A. Cataliotti, V. Cosentino, "A New Measurement Method for the Detection of Harmonic Sources in Power Systems Based on the Approach of the IEEE Std. 1459-2000", IEEE Transactions on power delivery, Vol. 25, No. 1, January 2010
- [II.6] K. Srinivasan, «On separating customer and supply side harmonic contributions», in IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 2, pp. 1003-1012, Apr 1996.
- [II.7] Emanuel, A.E. "On the assessment of harmonic pollution of power systems", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 103, pp 1693 -1698, July 1995.
- [II.8] W. Xu, Y. Liu, "A Method for Determining Customer and Utility Harmonic Contributions at the Point of Common Coupling", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 15, No. 2, p.p. 804--811, Apr. 2000.
- [II.9] M. Farhoodnea, M. Azah , H. Shareef, R. A. Jabbar Khan, "An Improved Method for Determining Contribution of Utility and Customer Harmonic Distortions In A Power Distribution System", International Journal on Electrical Engineering and Informatics – Vol. 2, No 3, 2010.
- [II.10] « Review of methods for measurement and evaluation of the harmonic emission level from an individual distorting load », CIGRE/CIREED, Working Group CC02, 1999.
- [II.11] J. Mazumdar, R. Harley, F. Lambert and G. K. Venayagamoorthy, "Using a Neural Network to Distinguish Between the Contributions to Harmonic Pollution of Non-Linear Loads and the Rest of the Power System," 2005 IEEE 36th Power Electronics Specialists Conference, Recife, 2005, pp. 1719-1725.

## **Chapitre III :**

---

## **Applications**

---

### III.1. Introduction

Les formes d'onde de courant et de tension relevées sur les réseaux électriques de distribution s'éloignent assez souvent de la sinusoïde idéale pure. La déformation de la tension résulte de la circulation sur le réseau de courants non sinusoïdaux. Les éléments du réseau ayant un comportement linéaire, l'effet sur la tension de l'ensemble des courants est la superposition de l'effet qu'aurait chaque courant individuellement.

Les harmoniques présents sur les réseaux électriques proviennent de l'utilisation de charges non linéaires qui soumises à une tension sinusoïdale, absorbent un courant non sinusoïdal. Dans de nombreux cas, ces charges se comportent comme des sources de courants harmoniques, le courant harmonique étant fixé par la charge et non par la tension ou l'impédance du réseau. On peut définir aussi en tout point d'un réseau une impédance harmonique qui dépend du rang harmonique  $h$  considéré; elle représente la mise en parallèle de toutes les lignes qui convergent vers ce point. On parle également d'une source de tension harmonique pour décrire l'état d'un réseau perturbé par une forte charge non linéaire; le produit des harmoniques de courant par l'impédance harmonique du réseau en un point crée des harmoniques de tension selon la loi d'Ohm.

Ce dernier chapitre a pour objectif de tester les différentes méthodes d'identification des sources harmoniques afin de pouvoir analyser et évaluer l'efficacité de chaque méthode dans des situations différentes.

### III.2. Application des méthodes d'identification des sources harmoniques et résultats de simulations

Afin de mettre en œuvre les méthodes exposées précédemment, plusieurs cas ont été simulés sur MATLAB et Simulink.

La figure III.1 illustre le schéma monophasé du réseau utilisé dans ce travail. Il s'agit d'un réseau HTA à 33kV avec un transformateur HTB/HTA de puissance nominale 7.5MVA alimentant 5 installations réparties sur 2 départs à travers des transformateurs HTA/BT. Ce réseau comportait des charges linéaires définies par leurs puissances actives et réactives.

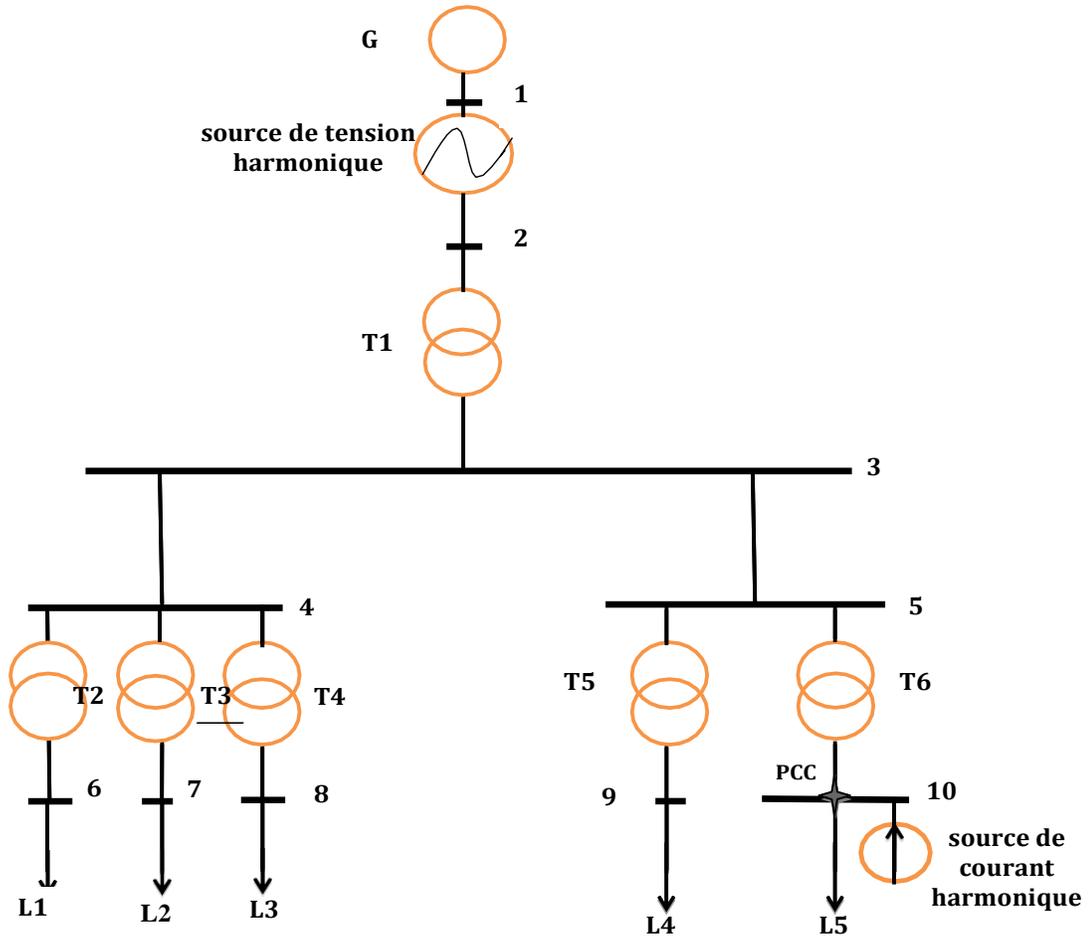
Les valeurs des puissances actives et réactives consommées par les charges et les paramètres des transformateurs sont données dans le tableau III.1 [III.1].

Des harmoniques de tension d'ordre 5, 7 et 11 sont injectées par une source de tension au côté réseau afin de simuler le cas de la tension du réseau non sinusoïdale. Les sources d'harmoniques coté client sont représentées par une source de courant harmonique qui contiennent les mêmes ordres d'harmoniques que le côté réseau.

L'impédance du court-circuit du réseau  $Z_u = (0.0025 + j0.0124)\Omega$  [III.1], Les données du réseau sont représentées dans le tableau suivant :

Composants	Paramètres	Valeurs	Composants	Paramètres	Valeurs
G1	$V_N(Ph - Ph rms)$ $S_N$ $X/R$	33 kV 100 MVA 10	T1	$V_n(Ph - Ph rms)$ $S_N$ $Z\%$	33/11 kV 7,5 MVA 0.97+j4.69 P.U
T2, T4, T5	$V_n(Ph - Ph rms)$ $S_N$ $Z\%$	11/0,415 kV 1 MVA 1 +j5 P.U	T3, T6	$V_n(Ph - Ph rms)$ $S_N$ $Z\%$	11/0,415kv 2,5 MVA 1+ j5 P.U
Charge L1	Puissance active (P) PF	600 W 0,8	Charge L2,L3	Puissance active (P) PF	1440 w 0,8
Charge L4	Puissance active (P) PF	398,4 W 0,8	Charge L5	Puissance active (P) PF	1284 W 0,8

**Tableau III.1** : Les données du réseau [III.1]



**Figure III.1** : Topologie du réseau utilisé pour les simulations [III.1]

Le modèle de simulation que nous avons utilisé est représenté sur la figure III.2 ci-dessous :



Nous considérons que le système triphasé est équilibré. Par conséquent, les mesures ont été prises sur une seule phase (la première phase). Il est important de préciser que les valeurs de la tension et du courant représentées dans les tableaux sont les valeurs efficaces (Amplitude rms).

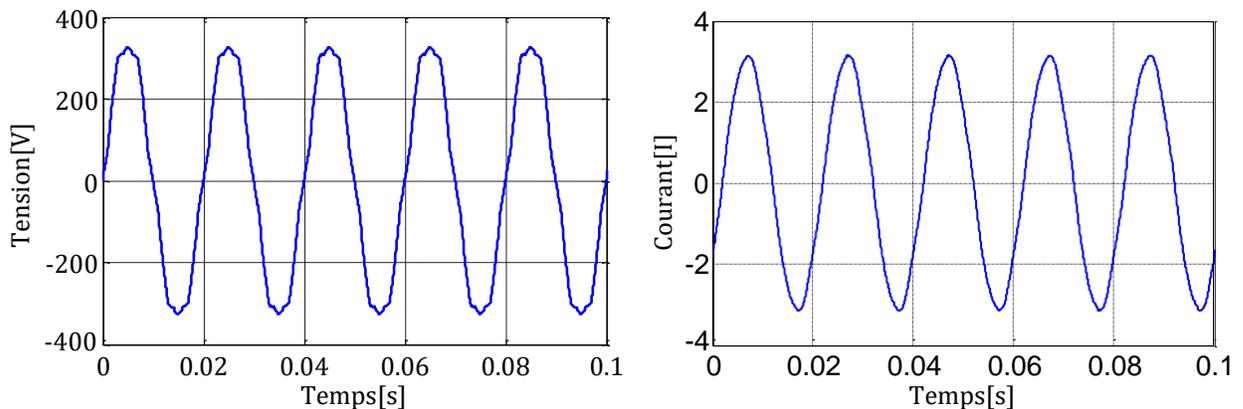
Des simulations ont été effectuées pour plusieurs cas :

- Source d'harmoniques côté réseau.
- Source d'harmoniques côté client.
- Sources d'harmoniques côté réseau et côté client en même temps.

### III.2.1. Source d'harmoniques côté réseau

Pour simuler le cas de la tension nonsinusoidale une source de tension harmonique est branchée en série avec le générateur G, cette source injecte des tensions harmoniques de rang 5, 7 et 11 avec les amplitudes de 2000V, 750V et 500V respectivement.

Les résultats de simulation sont représentés sur la figure III.3. Le courant et la tension sont mesurés au PCC.



**Figure III.3 :** La tension et le courant mesurés au PCC.

A travers les résultats obtenus en figure (III.3) nous constatons visuellement que la tension est nonsinusoidale. Le taux de distorsion en tension mesuré au PCC est  $THD_v=6.47\%$ .

### III.2.1.1. La méthode basée sur la direction des puissances harmoniques actives

En calculant les puissances actives harmoniques nous obtenons les résultats représentés dans le tableau III.2.

		Fondamental	Harmonique 5	Harmonique 7	Harmonique 11
Tension	Amplitude(V)	237.0222	14.3048	4.3600	1.4651
	Phase(°)	-119.5	-60.05	59.64	-60.59
Courant	Amplitude(A)	2.2090	0.0429	0.0094	0.0019
	Phase(°)	-156.3	-134.9	-18.64	-141.3
$P_h(W)$		419.2489	0.1587	0.0082	0.0003

**Tableau III.2 :** Les puissances actives harmoniques

Toutes les puissances actives harmoniques sont positives. Ces résultats sont cohérents étant donné que la source de tension est nonsinusoidale (réseau perturbé).

### III.2.1.2. La méthode basée sur les puissances de Czarnecki

En calculant les puissances définies par Czarnecki en utilisant le courant et la tension mesurés au PCC, nous obtenons les résultats représentés dans le tableau III.3.

		Fondamental	Harmonique 5	Harmonique 7	Harmonique 11
Tension	Amplitude(V)	237.0222	14.3048	4.3600	1.4651
	Phase(°)	-119.5	-60.05	59.64	-60.59
Courant	Amplitude(A)	2.2090	0.0429	0.0094	0.0019
	Phase(°)	-156.3	-134.9	-18.64	-141.3
$P(W)$		419.4160			
$Q_r(Var)$		314.4296			
$D_s(VA)$		23.9445			
$D_g(VA)$		0			

**Tableau III.3 :** Les puissances de Czarnecki

Les résultats montre bien l'absence de la charge non linéaire (la puissance générée  $D_g$  est nulle), par contre la puissance dispersée qui est due à la variation de la conductance de la charge avec la fréquence est non nulle, donc le réseau est perturbé.

### III.2.1.3. La méthode basée sur puissances du groupe IEEE

		Fondamental	Harmonique5	Harmonique7	Harmonique11
Tension	Amplitude(V)	237.0222	14.3048	4.3600	1.4651
	Phase(°)	-119.5	-60.05	59.64	-60.59
Courant	Amplitude(A)	2.2090	0.0429	0.0094	0.0019
	Phase(°)	-156.3	-134.9	-18.64	-141.3
Q <sub>1</sub> (Var)		313.5446			
Q <sub>x</sub> (Var)		314.3357			
N(Var)		315.2433			

**Tableau III.4 :** Les puissances du groupe IEEE

Les résultats du tableau III.4 montre une légère différence entre les valeur des trois puissance  $Q_1$ ,  $Q_x$  et  $N$ , ce résultat confirme la présence de la distorsion harmonique au coté réseau.

### III.2.1.4. La méthode de séparation des courants harmoniques perturbateur et non-perturbateur

Nous appliquons la méthode de séparation des courants harmoniques perturbateur et non-perturbateur sur la tension et le courant mesuré nous obtenons les résultats représentés dans le tableau III.5 suivant

		Fondamental	Harmonique5	Harmonique7	Harmonique11
Tension	Amplitude(V)	237.0222	14.3048	4.3600	1.4651
	Phase(°)	-119.5	-60.05	59.64	-60.59
Courant	Amplitude(A)	2.2090	0.0429	0.0094	0.0019
	Phase(°)	-156.3	-134.9	-18.64	-141.3
Pn(W)		419.2489	1.5271	0.1419	0.0160
Qn(VAR)		313.6382	1.1424	0.1061	0.0120
Pd(W)		0	1.3684	0.1337	0.0157
Qd(VAR)		0	0.5502	0.0658	0.0092

**Tableau III.5 :** Les puissances perturbatrices et non perturbatrices.

D'après les résultats du tableau III.5, on remarque que la charge L5 (charge RL) consomme de la puissance perturbatrice et non-perturbatrice. Une inductance est une charge linéaire mais qui peut avoir un comportement perturbateur. Si la tension est sinusoïdale, l'inductance ne sera pas perturbatrice puisqu'elle ne génère pas de courant contenant des harmoniques. Cependant, et comme dans le cas traité ici, la tension est perturbée, l'inductance aura un comportement perturbateur.

Donc cette méthode ne peut pas identifier les sources harmoniques en présence de charges inductive ou capacitive.

### III.2.1.5. La méthode RLC

Le tableau III.6 présente une comparaison des valeurs réelles et estimées des composantes R, L et C de l'impédance du client. Les valeurs R, L et C estimées sont calculées en utilisant les tensions et les courants harmoniques mesurés au PCC. La comparaison des résultats prouve que la méthode RLC est capable de modéliser avec précision l'impédance du client par une charge RLC parallèle.

	$R_c (\Omega)$	$L_c (H)$	$C_c (\mu F)$
Valeurs estimées par la méthode RLC	133.948	0.570	0
Valeur réelles	131.15	0.556	0

**Tableau III.6 :** Comparaison entre les valeurs estimées et les valeurs réelles de l'impédance du client

		Fondamental	Harmonique5	Harmonique7	Harmonique11
Tension	Amplitude(V)	237.0222	14.3048	4.3600	1.4651
	Phase(°)	-119.5	-60.05	59.64	-60.59
Courant	Amplitude(A)	2.2090	0.0429	0.0094	0.0019
	Phase(°)	-156.3	-134.9	-18.64	-141.3
contribution du courant harmonique du réseau(%)		99.7779	99.8877	101.0641	97.6314
contribution du courant harmonique du client (charges)(%)		0.2221	0.1123	-1.0641	2.3686

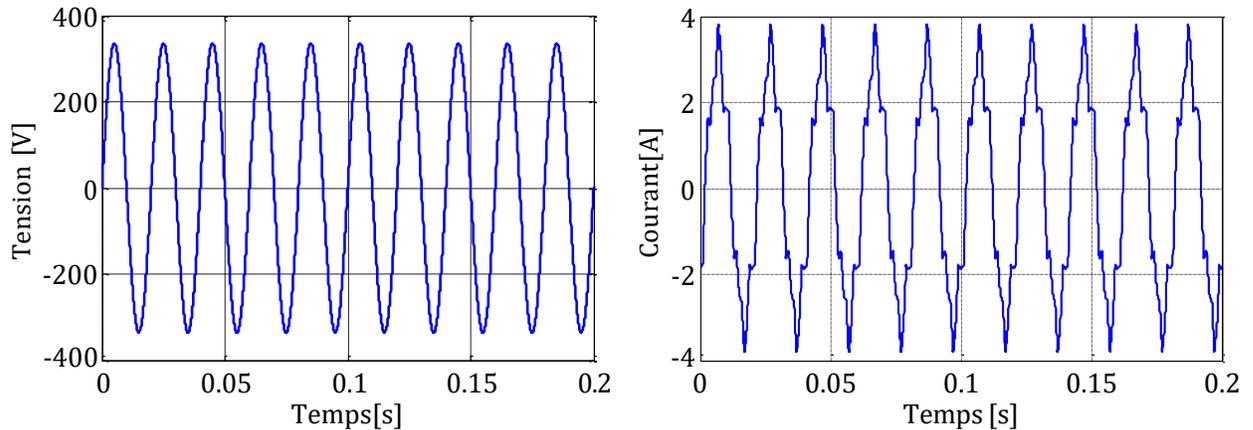
**Tableau III.7 :** La contribution des courants harmoniques

D'après le tableau III.7 la contribution des courants harmoniques du réseau est presque à 100% donc le réseau est responsable de la source harmonique. Pour certains ordres d'harmoniques, l'influence du courant harmonique du réseau est supérieure à 100%, l'influence du client pour le même ordre d'harmoniques est de signe négatif (-1.06%). Ceci montre que le client atténue ces courants harmoniques.

### III.2.2. Source d'harmoniques côté client

Pour ce scénario nous supposons que la tension du réseau est purement sinusoïdale et le client est responsable de la distorsion harmonique. Pour ce faire nous bronchons un

générateur de courants harmoniques triphasé en parallèle avec la charge L5. Les harmoniques d'ordre 5, 7 et 11 prennent respectivement les valeurs 0.6 A, 0.3A et 0.2A, avec un taux de distorsion  $THDi=17.38\%$ ,  $THDv=0.02\%$  au PCC.



**Figure III.4 :** La tension et le courant mesurés au PCC.

### III.2.2.1. La méthode basée sur la direction des puissances harmoniques actives

Une fois les mesures obtenues, nous avons procédé à leur analyse pour obtenir les puissances actives harmoniques. Les résultats sont indiqués dans le tableau III.8.

		Fondamental	Harmonique 5	Harmonique 7	Harmonique 11
Tension	Amplitude(V)	237.7293	0.0453	0.0228	0.0272
	Phase(°)	-119.6	173.1	18.44	-154.5
Courant	Amplitude(A)	2.2154	0.3441	0.1395	0.0460
	Phase(°)	-156.5	-60	59.93	-60.06
$P_h(W)$		421.1598	-0.0094	0.0024	-0.0001

**Tableau III.8 :** Les puissances actives harmoniques

Toutes les puissances actives harmoniques sont négatives mis à part la puissance active harmonique de rang 7.

D'après cette méthode la distorsion harmonique du septième ordre est causée par le réseau, mais en réalité, comme le générateur est considéré comme une source purement

sinusoïdale, la distorsion harmonique du septième ordre doit être du côté client. Pour les autres harmoniques on peut dire que le client est la source de la distorsion harmonique.

### III.2.2.2. La méthode basée sur les puissances de Czarnecki

		Fondamental	Harmonique5	Harmonique7	Harmonique11
Tension	Amplitude(V)	237.7293	0.0453	0.0228	0.0272
	Phase(°)	-119.6	173.1	18.44	-154.5
Courant	Amplitude(A)	2.2154	0.3441	0.1395	0.0460
	Phase(°)	-156.5	-60	59.93	-60.06
P(W)		421.1621			
Q <sub>r</sub> (Var)		316.9782			
D <sub>s</sub> (VA)		24.8034			
D <sub>g</sub> (VA)		92.7575			

**Tableau III.9:** Les puissances de Czarnecki

D'après les résultats obtenus du tableau III.9 on remarque une valeur assez notable de la puissance générés qui confirme la présence d'une charge non linéaire. Par contre dans ce cas la puissance dispersée doit être nulle (la source étant purement sinusoïdale), la valeur de D<sub>s</sub> obtenue est due au signe positif de la puissance harmonique active pour l'harmonique d'ordre 7 (résultats du tableau III.8) qui fait que le sous ensemble N<sub>R</sub> (harmonique générées par le réseau) prend la valeur de l'harmonique de rang 7 et N<sub>C</sub> (harmoniques générées par le client) prend les valeurs des harmoniques de rang 5 et 11.

**III.2.1.3. La méthode basée sur puissances du groupe IEEE**

		Fondamental	Harmonique5	Harmonique7	Harmonique11
Tension	Amplitude(V)	237.7293	0.0453	0.0228	0.0272
	Phase(°)	-119.6	173.1	18.44	-154.5
Courant	Amplitude(A)	2.2154	0.3441	0.1395	0.0460
	Phase(°)	-156.5	-60	59.93	-60.06
Q <sub>1</sub> (VAR)		316.2157			
Q <sub>x</sub> (VAR)		327.1902			
N(VAR)		328.4991			

**Tableau III.10** : Les puissances du groupe IEEE

Le calcul de la puissance réactive fondamentale et la puissance non active pour ce scénario montre une différence considérable entre Q<sub>1</sub> et N et la valeur de Q<sub>x</sub> est plus proche de la valeur de N. Donc, la méthode de la puissance non active a donné une information correcte, en localisant la source de distorsion du côté client.

**III.2.2.4. La méthode de séparation des courants harmoniques perturbateur et non-perturbateur**

		Fondamental	Harmonique5	Harmonique7	Harmonique11
Tension	Amplitude(V)	237.7293	0.0453	0.0228	0.0272
	Phase(°)	-119.6	173.1	18.44	-154.5
Courant	Amplitude(A)	2.2154	0.3441	0.1395	0.0460
	Phase(°)	-156.5	-60	59.93	-60.06
P <sub>n</sub> (W)		421.1598	0	0	0
Q <sub>n</sub> (VAR)		316.2157	0	0	0
P <sub>d</sub> (W)		0	0.0094	-0.0024	0.0001
Q <sub>d</sub> (VAR)		0	0.0125	0.0021	0.0013

**Tableau III.11** : Les puissances perturbatrices et non perturbatrices.

Toutes les puissances active et réactives non perturbatrices sont nulles mis à part celle du fondamental. Ces résultats sont cohérents étant donné que la source de tension est purement sinusoïdale.

La présence de la source de courant harmonique, perturbe le réseau et cela est visible à travers la consommation de puissance perturbatrice.

### III.2.2.5. La méthode RLC

		Fondamental	Harmonique5	Harmonique7	Harmonique11
Tension	Amplitude(V)	237.7293	0.0453	0.0228	0.0272
	Phase(°)	-119.6	173.1	18.44	-154.5
Courant	Amplitude(A)	2.2154	0.3441	0.1395	0.0460
	Phase(°)	-156.5	-60	59.93	-60.06
contribution du courant harmonique du réseau(%)		100.00	-0.0184	0.0005	-0.0638
contribution du courant harmonique du client (%)		0	100.0184	99.9995	100.0638

**Tableau III.12 :** La contribution des courants harmoniques

Dans ce scénario la contribution du courant harmonique client est à 100% qui confirme la responsabilité du client à la distorsion harmonique.

### III.2.3. Sources d'harmoniques côté réseaux et côté client

Pour cette application nous considérons que les deux sources de tension et de courant harmoniques sont présentes.

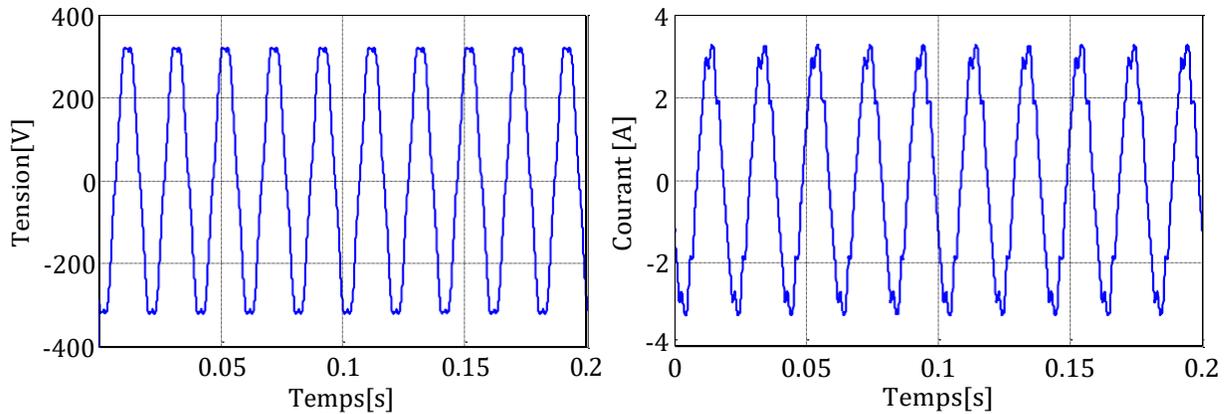
La source de tension harmonique génère l'harmonique de rang 5 avec une amplitude de 2000V.

La source de courant harmonique génère les harmoniques de rang 7 et 11 avec les amplitudes de 0.3A et 0.2 A respectivement.

Le taux de distorsion harmonique en courant au point PCC est  $THDi=7.84\%$

Le taux de distorsion harmonique en tension au point PCC est  $THDv=6.07\%$

La figure III. 5 représente le courant et la tension mesurés au PCC.



**Figure III.5 :** La tension et le courant mesurés au PCC.

### III.2.3.1. La méthode basée sur la direction des puissances harmoniques actives

		Fondamental	Harmonique5	Harmonique7	Harmonique11
Tension	Amplitude(V)	236.9515	14.2906	0.0585	0.4137
	Phase(°)	-119.5	-59.9	-64.05	133.8
Courant	Amplitude(A)	2.2090	0.0430	0.1394	0.0463
	Phase(°)	-156.3	-135.1	59.96	-60.17
$P_h(W)$		419.1238	0.1569	-0.0046	-0.0186

**Tableau III.13 :** Les puissances actives harmoniques

Le calcul de la puissance harmonique montre bien la contribution du réseau pour l'harmonique d'ordre 5 et la contribution du client pour les harmoniques de rang 7 et 11.

### III.2.3.2. La méthode basée sur les puissances de Czarnecki

		Fondamental	Harmonique5	Harmonique7	Harmonique11
Tension	Amplitude(V)	236.9515	14.2906	0.0585	0.4137
	Phase(°)	-119.5	-59.9	-64.05	133.8
Courant	Amplitude(A)	2.2090	0.0430	0.1394	0.0463
	Phase(°)	-156.3	-135.1	59.96	-60.17
P(W)		419.2807			
Q <sub>r</sub> (VAR)		314.2698			
D <sub>s</sub> (VA)		22.6753			
D <sub>g</sub> (VA)		44.0954			

**Tableau III.14** : Les puissances de Czarnecki

La puissance générée indique la présence de la distorsion harmonique coté client, et la puissance dispersé représente une source de tension perturbée, mais elle ne donne aucune information sur les rangs harmoniques générés par le client ou présents dans la source de tension.

### III.2.3.3. La méthode basée sur puissances du groupe IEEE

		Fondamental	Harmonique5	Harmonique7	Harmonique11
Tension	Amplitude(V)	236.9515	14.2906	0.0585	0.4137
	Phase(°)	-119.5	-59.9	-64.05	133.8
Courant	Amplitude(A)	2.2090	0.0430	0.1394	0.0463
	Phase(°)	-156.3	-135.1	59.96	-60.17
Q <sub>1</sub> (VAR)		313.5446			
Q <sub>x</sub> (VAR)		316.2023			
N(VAR)		317.0429			

**Tableau III.15** : Les puissances du groupe IEEE

Les résultats obtenus en utilisant la méthode de la puissance non active montre une légère différence entre Q1 et N. La valeur de  $Q_x$  est plus proche à N, d'après cette méthode ces résultats indique que le client est responsable de la distorsion harmonique.

#### III.2.3.4. La méthode de séparation des courants harmoniques perturbateur et non-perturbateur

		Fondamental	Harmonique5	Harmonique7	Harmonique11
Tension	Amplitude(V)	236.9515	14.2906	0.0585	0.4137
	Phase(°)	-119.5	-59.9	-64.05	133.8
Courant	Amplitude(A)	2.2090	0.0430	0.1394	0.0463
	Phase(°)	-156.3	-135.1	59.96	-60.17
Pn(W)		419.1238	1.5245	0	0.0013
Qn(VAR)		313.5446	1.1405	0	0.0010
Pd(W)		0	1.3676	0.0046	0.0199
Qd(VAR)		0	0.5465	0.0068	0.0056

**Tableau III.16 :** Les puissances perturbatrices et non perturbatrices.

Ces résultats montrent une consommation des puissances perturbatrices active et réactive pour tous les rangs harmoniques. Donc il est difficile de séparer la contribution harmonique du réseau de celle du client.

#### III.2.3.5. La méthode RLC

		Fondamental	Harmonique5	Harmonique7	Harmonique11
Tension	Amplitude(V)	236.9515	14.2906	0.0585	0.4137
	Phase(°)	-119.5	-59.9	-64.05	133.8
Courant	Amplitude(A)	2.2090	0.0430	0.1394	0.0463
	Phase(°)	-156.3	-135.1	59.96	-60.17
contribution du courant harmonique du réseau(%)		99.8031	99.5596	-0.0653	-0.4261
contribution du courant harmonique du client (%)		0.1969	0.4404	100.0653	100.4261

**Tableau III.17 :** La contribution des courants harmoniques

Les résultats de la méthode RLC montre bien la contribution du réseau pour l'harmonique de rang 5 et la contribution du client pour les harmoniques de rang 7 et 11.

### III.3. Conclusion

En effet, plusieurs méthodes ayant l'objectif de séparer la contribution harmonique d'un client et du réseau ont été proposées à ce jour. Celles qui ont été étudiées tout au long de ce travail se caractérisent par être simples et pratiques. Les seules données nécessaires à leurs mises en pratique sont les mesures de la tension et du courant au point de couplage commun (PCC). L'objectif était de comparer les différentes méthodes pour plusieurs situations différentes.

La première méthode utilisée est celle de la puissance active harmonique, une méthode qui est simple et facile à mettre en œuvre, elle donne des résultats satisfaisants mais elle est très sensible aux erreurs de mesure.

La détection des sources harmonique par la méthode basée sur les puissances de Czarnecki et la méthode basée sur puissances du groupe IEEE peut être considérée comme acceptable, le principal inconvénient de ces méthodes, est qu'elles ne montrent pas l'influence individuelle de chaque rang harmonique.

Les résultats obtenus par la méthode de séparation des courants harmoniques perturbateur et non-perturbateur nous permet d'affirmer que cette méthode est capable de montrer comment le type de puissance consommée par une charge peut nous renseigner si celle-ci perturbe le réseau, et si elle injecte des courants harmoniques ; néanmoins, l'un des principaux problèmes de cette méthode consiste à considérer des charges linéaires tels que les inductances et les condensateurs comme charges perturbatrices.

La méthode RLC permet de modéliser l'impédance du client par une charge RLC parallèle en parallèle avec la source de courant harmonique. Une fois que cette étape est réalisée, l'identification de la contribution harmonique du réseau et du client s'effectue en utilisant la méthode basée sur le principe de superposition. En conclusion cette méthode est la plus précise par rapport aux autres méthodes.

---

## Références Bibliographiques

- [III.1] M. Farhoodnea, M. Azah , H. Shareef, R. A. Jabbar Khan, "An Improved Method for Determining Contribution of Utility and Customer Harmonic Distortions In A Power Distribution System", International Journal on Electrical Engineering and Informatics – Vol. 2, No 3, 2010.

---

## ***CONCLUSION GENERALE***

---

## Conclusion générale

Les études, réalisations et analyses effectuées dans le cadre de ce projet, nous ont permis de bien comprendre et de maîtriser certains aspects théoriques qui ont été vérifiés par simulations.

Le but de ce mémoire de fin d'études, était de tester et d'évaluer certaines méthodes permettant de répartir les responsabilités de la distorsion harmonique entre un consommateur et le fournisseur d'énergie.

La première approche étudiée consiste à calculer les puissances harmoniques actives en utilisant le courant et la tension mesurés au PCC. Cette méthode est facile à mettre en œuvre, mais elle est très sensible aux erreurs de mesure.

La méthode basée sur les puissances de Czarnecki et la méthode basée sur puissances du groupe IEEE peut dans certain cas identifier la source harmonique, mais elle ne donne aucune information sur les rangs harmoniques générés par le client ou présents dans la source de tension.

La méthode de séparation des courants harmoniques perturbateur et non-perturbateur, proposé par K. Srinivasan, consiste à mesurer la tension et le courant au point de répartition des responsabilités entre le fournisseur et le consommateur. Le courant est scindé en deux parties : une partie appelée courant non perturbateur et une autre partie appelée courant perturbateur qui est de la responsabilité du consommateur. Une fois ces courants calculés on peut déduire les puissances perturbatrices et non perturbatrices pour chaque rang harmonique ce qui permet de partager les responsabilités de la distorsion harmonique entre le fournisseur et le consommateur d'énergie. Or cette méthode considère les charges inductives et capacitives comme perturbatrices.

La dernière méthode testée est la méthode RLC proposée par M. Farhoodnea, cette méthode permet de modélisée le consommateur par une charge RLC parallèle en parallèle avec une source de courant harmonique. Cette méthode est facilement implantable et fournit des résultats très satisfaisants.

En perspectives de ce travail, il serait intéressant de traité le cas des charges non-linéaires variant dans le temps et d'introduire le phénomène de résonance.

## Résumé

Ce mémoire de fin d'étude de master, option Réseaux électriques, elle faire une étude porte sur le thème «Etude Comparative de quelques Méthodes de L'identifications des sources harmoniques dans un réseau de distribution ». Dans un premier temps, une généralité sur les perturbations harmoniques et nous avons vu l'origine et les effets des courants harmoniques dans les réseaux de distribution et l'importance du maintien de la qualité de l'onde

Ensuite, nous avons étudié et expliqué plus en détails Les méthodes basées sur un calcul de puissance harmonique au point de livraison (PCC) de l'installation.

Et Les méthodes basées sur une représentation du réseau et/ou de l'installation sous forme d'un schéma de Norton équivalent, en particulier la méthode RLC

Dans ces méthodes Les seules données nécessaires à leurs mises en pratique sont les mesures de la tension et du courant au point de couplage commun (PCC). L'objectif était de comparer les différentes méthodes et tester et d'évaluer permettant de répartir les responsabilités de la distorsion harmonique entre un consommateur et le fournisseur d'énergie.

**Mots clés :** point de couplage commun (PCC), RLC (résistance, capacité, l'inductance)

## Abstract

This master's memory end of study, Electrical Networks option, it is about doing a study on the theme "Comparative Study of some Methods of Identifying Harmonic Sources in a Distribution Network". Initially, a generality on harmonic disturbances and we have seen the origin and effects of harmonic currents in distribution networks and the importance of maintaining wave quality

Then, we studied and explained in more detail the methods based on a calculation of harmonic power at the point of delivery (PCC) of the installation.

And the methods based on a representation of the network and / or the installation in the form of an equivalent Norton diagram, in particular the RLC method

In these methods the only data necessary for their implementation are the voltage and current measurements at the common coupling point (PCC). The aim was to compare the different methods and test and evaluate to allocate the responsibilities for harmonic distortion between a consumer and the energy supplier.

**Key words:** common coupling point (PCC), RLC (resistance, capacitance, inductance)

## المخلص

في نهاية أطروحة الماجستير ، خيار الشبكات الكهربائية ، تقوم بإجراء دراسة حول موضوع "دراسة مقارنة لبعض طرق تحديد المصادر التوافقية في شبكة التوزيع". الاضطرابات التوافقية وقد رأينا أصل وتأثيرات التيارات التوافقية في شبكات التوزيع وأهمية الحفاظ على جودة الموجة

بعد ذلك ، درسنا وشرحنا بمزيد من التفصيل الطرق القائمة على حساب القدرة التوافقية عند نقطة التسليم للثبتي (PCC).

المكافئ ، ولا سيما طريقة Norton والطرق التي تعتمد على تمثيل الشبكة و / أو الثبتي في شكل مخطط RLC

في هذه الطرق البيانات الوحيدة اللازمة لتنفيذها هي قياسات الجهد والتيار عند نقطة اقتران مشتركة كان الهدف هو مقارنة الطرق المختلفة واختبارها وتقييمها لتوزيع المسؤوليات عن التشويه التوافقي (PCC). بين المستهلك ومورد الطاقة

**كلمات مفتاحية:** نقطة التسليم للثبتي (PCC), (المقاومة ، السعة ، الموصلية) RLC.